

**Министерство образования и науки Украины
Государственное высшее учебное заведение
"НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"**



Ф. П. Шкрабец, П. Ю. Красовский

**ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДИНАМИКА ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Монография

**Днепропетровск
НГУ
2015**

УДК 621.316.9:621.616.13

ББК 31.279

Ш66

**Рекомендовано до друку вченою радою
Державного ВНЗ «Національний гірничий університет»
(протокол № 4 від 28.04.2015).**

Рецензенти:

Ю.Т. Разумний, доктор технічних наук, професор
(Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»);

П.Г. Плешков, кандидат технічних наук, доцент
(Кіровоградський національний технічний університет).

Шкрабец Ф.П.

Ш66

Эксплуатационная динамика потерь электроэнергии в системах электроснабжения: монография / Ф.П. Шкрабец, П.Ю. Красовский; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 152 с.

ISBN 978–966–350–547–3

Представлены результаты исследований динамики значений активных потерь мощности в воздушных линиях электропередачи от времени их эксплуатации и скорости коррозии алюминиевых проводов с учетом их начальных физических характеристик, а также степени влияния срока эксплуатации силовых трансформаторов и ремонта их магнитопроводов на увеличение потерь мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторов. Рассмотрено влияние критических эксплуатационных режимов измерительных трансформаторов на формирование коммерческих потерь электроэнергии в систем электроснабжения.

Для специалистов, работающих в области электроэнергетики, а также для аспирантов и студентов электротехнических специальностей вузов.

УДК 621.311.1

ББК 31.279

ISBN 978–966–350–547–3

© Ф.П. Шкрабец, П.Ю. Красовський, 2015

© Державний ВНЗ «Національний
гірничий університет», 2015

ВВЕДЕНИЕ

В условиях постоянного роста тарифов на электроэнергию и изменения энергопотребления, экономия электрической энергии и рациональное ведение энергетического производства имеет большое народно-хозяйственное значение и является не только технической, но и в значительной мере экономической задачей. В связи с этим возникла необходимость снижения непроизводительных потерь электроэнергии и повышения технической культуры эксплуатации систем электроснабжения. В настоящее время значительное внимание уделяется снижению потерь электрической энергии на основе разработки более точных методов определения потерь электроэнергии во всех элементах систем энергоснабжения.

На сегодняшний день почти везде наблюдается рост абсолютных и относительных значений потерь электроэнергии. По данным отраслевого министерства технологические расходы энергии на канализацию электроэнергии (технические и коммерческие составляющие потерь) в электрических сетях Украины составляют 12-13 % от общего товарного производства электроэнергии. В некоторых регионах Украины потери электроэнергии достигают 30 %. В структуре потерь по элементам систем электроснабжения основная часть потерь приходится на линии электропередач (в отдельных случаях до 65 %). Потери в трансформаторах составляют около 30 % суммарных потерь в сети данной ступени напряжения, причем около половины из них – потери в стали. Потери в других элементах сети (в реакторах, компенсирующих устройствах, измерительных приборах, трансформаторах тока и напряжения) незначительные и могут быть оценены в пределах 3-5 % суммарных потерь. Из общих потерь техническому анализу подвергается только часть, называемая техническими потерями; другая – примерно 10-20 %, так называемые коммерческие потери – связана с несовершенством системы учета электроэнергии.

Специалисты отмечают значительное превышение реальных значений потерь электроэнергии при передаче ее по электрическим сетям по сравнению с нормативными. Это обусловлено тем, что при эксплуатации систем электроснабжения техническое состояние элементов электрооборудования ухудшается из-за их износа и старения вследствие воздействия факторов среды, в условиях которых они работают. Старение и интенсивный износ элементов систем электроснабжения вызывают дополнительные потери электроэнергии, что особенно характерно для электрооборудования, находящегося в эксплуатации длительный период и в случаях несвоевременного или некачественного проведения плановых ремонтов и технического обслуживания.

Из изложенного следует, что установление динамики и характера изменения в зависимости от срока и условий эксплуатации физических параметров влияющих на формирование и уровни потерь электроэнергии в основных элементах систем электроснабжения, позволит повысить эффективность электроснабжения за счет снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии на основе учета и формирования режимов работы силовых и контрольных элементов электрических сетей.

В монографии изложены результаты решения задач исследований, направленных на достижение указанного эффекта, а именно:

- исследование динамики изменения физических характеристик и значений технических потерь в течении срока эксплуатации в воздушных ЛЭП и силовых трансформаторах, как основных элементов, формирующих потери электроэнергии при ее транспортировке;
- изучение влияние критических эксплуатационных режимов измерительных трансформаторов и сетей на погрешность работы систем учета электроэнергии и формирование коммерческих потерь;
- обоснование и разработка методики учета динамики технических электрических потерь при расчетах и формировании нормативных показателей потерь в электрических сетях при транспортировке электроэнергии.

1. СТРУКТУРА И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕРЬ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1 Классификация и анализ составляющих потерь электроэнергии

Для планирования и анализа эффективности деятельности предприятий, отраслей и экономики в целом применяется балансовый метод. Суть его заключается в том, что для каждой отрасли, с одной стороны, подсчитывают потребность в какой-нибудь продукции, а с другой – определяют источники для ее обеспечения.

Для систем электроснабжения составляют частичный энергетический баланс по электрической энергии. Электробаланс – это полное количественное соответствие (равенство) между суммарной подведенной электроэнергией, с одной стороны, и суммарной полезно потребленной энергией и потерями, с другой.

Электробаланс может быть составлен как для всей системы электроснабжения, так и для ее отдельных участков, а также энергетических объектов. Кроме того, различают балансы за периодами времени: текущие – на один год, и перспективные – на ряд лет. В общем случае баланс электроэнергии для системы электроснабжения можно представить в виде выражения [6]:

$$W_{\text{ос}} = W_{\text{оп}} + \Delta W_{\text{пн}} + \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{ком}}, \quad (1.1)$$

где $W_{\text{ос}}$ – электроэнергия, отпущенная в сеть (поступившая в систему электроснабжения); $W_{\text{оп}}$ – электроэнергия, отпущенная потребителям; $\Delta W_{\text{пн}}$ – электроэнергия, израсходованная в рассматриваемой системе электроснабжения на производственные (собственные) нужды; $\Delta W_{\text{т}}$ – технологический расход электроэнергии на передачу (технические потери); $\Delta W_{\text{ком}}$ – коммерческие потери.

Такую запись энергетического баланса используют для его анализа, при котором величина потерь играет значительную роль, так как является оценкой эффективности использования электрической энергии. Главные этапы анализа – исследование структуры прибыльной и затратной частей баланса, тенденции их изменений, сопоставление удельных затрат электроэнергии. Анализ обязательно должен быть индивидуальным. Например, для электрических сетей – по отдельным сетям каждого класса напряжения. Кроме того, во время анализа по величине потерь вычисляется энергетический коэффициент полезного действия процесса транспортировки и распределения электроэнергии, а также коэффициент полезного использования источника энергии.

Как известно, потери электроэнергии зависят от параметров электрических сетей и электрических нагрузок. Разрабатывая различные варианты системы электроснабжения, получают разные величины потерь электроэнергии и приведенных потерь. Вычисления по приведенному выражению (1.1) и сопоставление полученных величин дает возможность выбрать оптимальный вариант системы электроснабжения.

Одной из характерных особенностей функционирования электрических систем является то, что количество произведенной энергии всегда равняется количеству потребленной, т.е. в каждый момент времени существует точный баланс для активной и реактивной энергии и мощности. Транспортировка и преобразование электрической энергии всегда происходит с потерями самой энергии. Вследствие этого ее некоторая часть тратится на транспортировку по линиям электропередач и преобразование в трансформаторах. Для более четкого понимания физических явлений, которые происходят в электрических сетях, рядом с выражением "потери электроэнергии", широко употребляется термин "потери электрической энергии в электрических сетях на ее транспортировку", "транспортные потери электроэнергии" или "технологические потери электроэнергии". Уровень этих потерь определяется количеством переданной энергии, параметрами проводов и трансформаторов, уровнями напряжений в центрах питания, наличием устройств компенсации реак-

тивной мощности – т.е. техническим состоянием сетей и уровнем их эксплуатации. Этот вид потерь называют техническими потерями, которые обусловлены физическими потерями при передаче и распределении электроэнергии.

Технические потери в свою очередь разделяют на нагрузочные или условно-переменные потери (в линиях, силовых трансформаторах и автотрансформаторах), потери холостого хода или условно-постоянные потери (в трансформаторах и автотрансформаторах, в батареях статических конденсаторов и компенсаторах, в шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах) и потери на корону (в воздушных ЛЭП).

Уровень технических потерь зависит от режима работы, состава работающего оборудования и изменения его технического состояния в процессе эксплуатации, а также климатических условий.

Другая часть потерь, обусловленная состоянием коммерческого учета электроэнергии, называется коммерческими потерями – это часть полезно отпущенной электроэнергии, т.е., коммерческие потери $\Delta W_{\text{ком}}$, исходя их выражения (1.1), являются разностью между фактическими потерями и рассчитанными технологическими потерями:

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{ос}} - W_{\text{оп}}) - \Delta W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}}.$$

Коммерческие потери электроэнергии на практике включают следующие составляющие:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{ни}} + \Delta W_{\text{ти}} + \Delta W_{\text{пх}}, \quad (1.2)$$

где $\Delta W_{\text{ни}}$ – потери за счет эксплуатационной недостоверности измерений; $\Delta W_{\text{ти}}$ – потери за счет точности измерений; $\Delta W_{\text{пх}}$ – потери за счет прямых хищений.

Величина $\Delta W_{\text{ни}}$ зависит от уровня и организации эксплуатации систем измерения. К этой составляющей можно отнести потери, вызванные отличием режимов работы цепей измерительных трансформаторов от нормативных, ошибками при снятии и передаче информации и т.д.

Потери за счет точности измерений ($\Delta W_{\text{ти}}$) обусловлены выполнением измерений приборами и системами, точность измерений которых по паспортным данным не отвечает нужным регламентам. Например, потери, обусловленные несоответствием класса точности трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и электросчетчиков требованиям ПТЭ, государственным и отраслевым нормам и стандартам и др.

Потери за счет прямых хищений ($\Delta W_{\text{пх}}$) обусловлены намеренными изменениями в цепях измерительных трансформаторов тока, напряжения, измерительных цепях и электросчетчиках; подключением приемников электроэнергии в обход электросчетчиков, а также изменением данных в информационных системах с целью изменения величины измерения. Эта составляющая может быть обусловлена отсутствием организации и контроля несанкционированного доступа к измерительным и информационным системам учета объемов электроэнергии.

Каждый из рассмотренных видов потерь – технических и коммерческих – имеет свой обоснованный уровень. Например, в действующих сетях обоснованный уровень технических потерь – это их относительное значение, рассчитанное для определенного времени по существующим нагрузкам согласно схемам и параметрам сети, которые отвечают реализации всех экономически обоснованных технических и организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Общие (отчетные) потери электроэнергии в сети одного класса напряжения вычисляют двумя путями.

Первый – на основании показаний счетчиков, как разность между отпущенной и полезно потребленной электроэнергией:

$$\Delta W = W_o - W_{\text{п}}. \quad (1.3)$$

Второй – путем расчетов с использованием данных о схемах и режимах работы сетей. В этом случае вычисляют технические или расчетные потери. Разность значений потерь, полученных первым и вторым путем, определяет коммерческие потери электроэнергии.

Величину потерь можно вычислять в абсолютных единицах – кВт·ч и относительных – к величине электроэнергии, отпущенной в сеть, или к величине общих потерь электроэнергии. Потери электроэнергии, определенные в абсолютных или относительных единицах, могут быть квалифицированы по:

- месту возникновения – при транспортировке, преобразовании и использовании электрической энергии;

- причинам возникновения – технологически необходимые за счет неправильного выбора рабочих режимов оборудования, неправильной эксплуатации, конструктивных недостатков, низкого качества изготовления электрооборудования;

- физическим признаком – в линиях электропередач, силовых трансформаторах, конденсаторных батареях, электродвигателях, электро-тепловых и осветительных установках;

- возможности и целесообразности снижения и устранения потерь – полные потери, снижение или устранение которых технически возможно и экономически целесообразно, и снижение или устранение которых технически возможно, но экономически нецелесообразно.

Различают следующие способы определения потерь электроэнергии:

- исследовательски-расчетный – учет электрической энергии с помощью объединения разовых измерений показателя переносными приборами с дальнейшим применением расчетных средств;

- приборный – стационарными контрольно-измерительными приборами (счетчиками электроэнергии);

- расчетный – с помощью электротехнических расчетов при технической невозможности и экономической нецелесообразности приборного учета.

В общем случае в зависимости от назначения разделяют следующие виды учета (контроля) электроэнергии:

- внутрипроизводственный – учет электрической энергии, связанный с контролем норм затрат энергоресурсов у потребителя;

- коммерческий – связанный с финансовыми расчетами производителя и потребителя энергии;
- расчетный – учет произведенной, а также отпущенной электроэнергии для денежных расчетов за нее;
- технический (контрольный) – для контроля потерь электроэнергии внутри электростанций, подстанций предприятий, в офисах, строениях, квартирах и др.

Для анализа эффективности работы сетей разных классов напряжения (110, 35, 10(6) и 0,38 кВ) вычисляют потери электроэнергии чаще всего по физическим признакам. Вычисление относительной величины потерь в отдельных элементах сети (линиях, трансформаторах, реакторах, конденсаторных батареях, контрольно-измерительных приборах) определяет их структуру.

Относительно структуры потерь энергии в энергосистемах, на долю сетей 0,4 кВ приходится около 20 %, сетей 6-10 кВ – 25 % (в том числе – большая часть на холостой ход) [7]. Структуру потерь у потребителя определяет его классификация по способу питания – присоединению к энергоснабжающей организации: мини-предприятия, которые питаются от сети 380/220 кВ (на напряжении 0,4 кВ); малые – от собственного трансформатора 10(6) кВ; средние – которые имеют подстанцию РП-10(6) и, соответственно, высоковольтные сети; крупные – которые построили одну или несколько подстанций на напряжение 35-330 кВ. Структура фактических потерь электроэнергии приведена на рисунке 1.1.

В Украине в процессе реформирования энергетической отрасли на основе 8-ми энергообъединений по территориальному принципу было сформировано 27 энергоснабжающих компаний. Это привело к тому, что большинство из них стали транзитерами, передавая через свои сети электроэнергию соседним энергоснабжающим компаниям. Кроме этого, в локальных электрических сетях многих энергокомпаний существуют взаимные перетоки мощности. Сальдированный учет обмена энергией между соседними энергокомпаниями перекручивает учет фактических пото-

ков мощности и, как следствие, не позволяет обоснованно определить величину транзитных потерь электроэнергии. Линеаризация задачи (определение потерь от сальдового (суммарного) перетока между энергокомпаниями) приводит к значительным погрешностям из-за нелинейности зависимости потерь от перетоков [27-32].

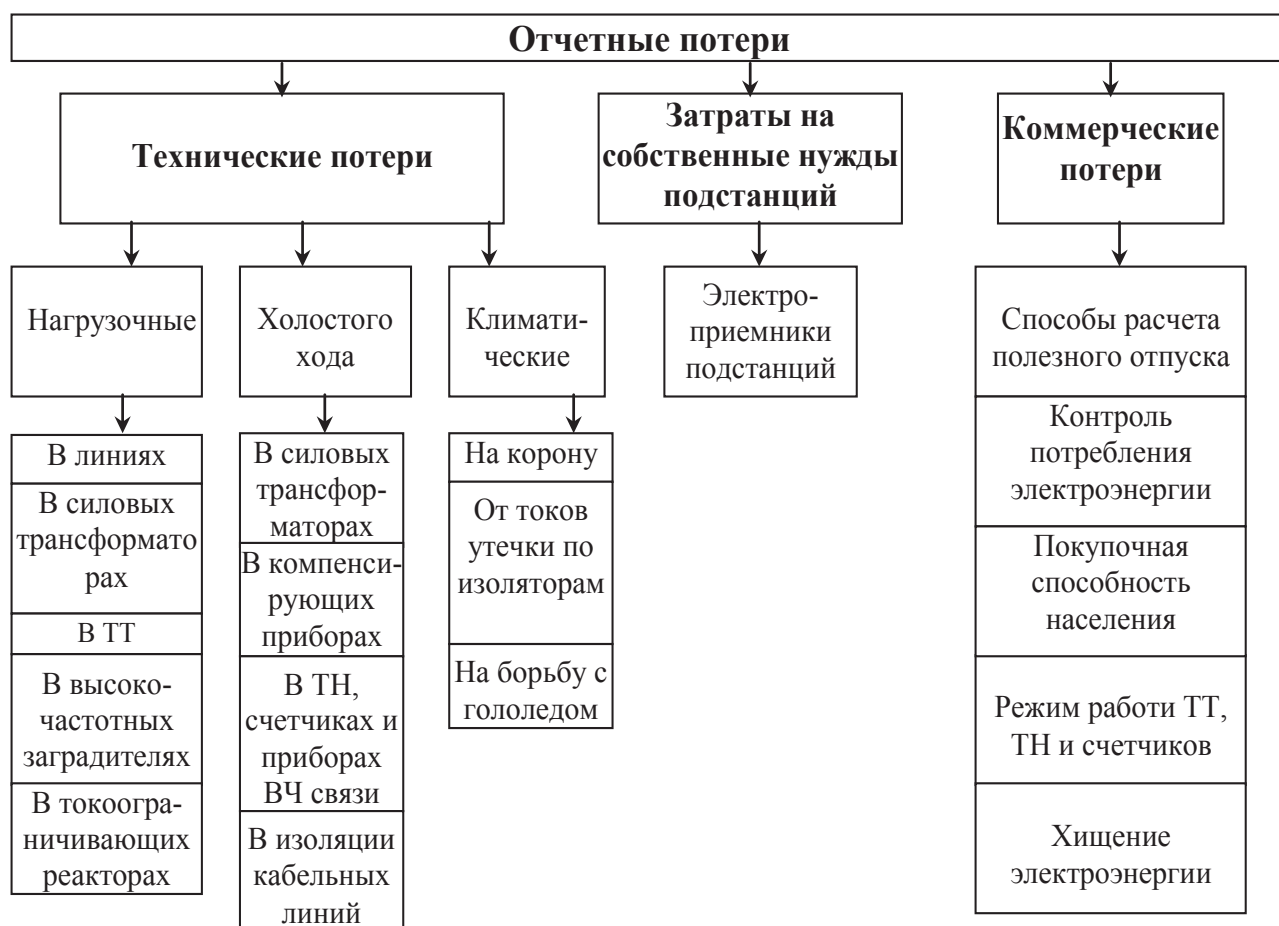


Рисунок 1.1 – Структура фактических потерь электроэнергии

Наиболее простой, но в тот же время грубый способ оценивания транзитных потерь от передачи электроэнергии соседнему поставщику электроэнергии, нашедший применение на практике, состоит в определении этих потерь как части общих технологических потерь в сети пропорционально объемам электроэнергии, переданной соседнему поставщику электроэнергии (в этом суть экономического коэффициента нормативного технологического расхода электроэнергии, введенного НКРЭ с 2002 г.).

Отметим, что такой подход не позволяет учесть ни фактические маршруты транспортировки электроэнергии, ни характер нагрузок соседних поставщиков электроэнергии [32].

Например, если транзит электроэнергии для соседнего поставщика электроэнергии проходит по нескольким малонагруженным коротким линиям, то величина транзитных потерь будет значительно меньше, чем в случае транзита того же объема электроэнергии, но по одной длинной и загруженной линии. Если график нагрузки соседнего поставщика имеет ярко выраженные максимумы и минимумы, то передача одного и того же объема электроэнергии приведет к большим транзитным потерям, чем в случае плотного графика нагрузки, через квадратичную зависимость потерь от мощности, которая передается [32].

Следует отметить, что для большинства методов оценивания потерь электроэнергии базой являются прямые методы расчета потерь на основе схмотехнических расчетов постоянных режимов сети. Для определения фактической технологической потери электроэнергии требования к точности расчетов значительно возрастают сравнительно с этапом планирования потерь. Поэтому на этапе анализа фактических потерь использование прямых методов расчета технически более точно и инженерно более обоснованно [6,15].

1.2 Методы расчета потерь электроэнергии

Расчетным путем определяют потери от токов нагрузки в проводах воздушных линий, обмотках силовых и измерительных трансформаторов и счетчиков, условно-постоянные потери в магнитопроводах силового оборудования и измерительной аппаратуры. Для расчета потерь от токов нагрузки необходимо знать характер изменения полного тока в течение расчетного времени и активное продольное сопротивление элемента сети. Условно-постоянные потери находят, зная характер изменения напряжения в течение расчетного времени и активные проводимости поперечных

элементов сети. Все величины, характеризующие параметры схемы сети (активные и индуктивные сопротивления) и режимы ее работы (силы токов, напряжения), могут быть определены с разной вероятностью. Для этого разработаны разные методы моделирования режимов работы сети, параметров и схемы (топологии) сети. Назначение методов – при минимальных данных, которые легко определяются в процессе эксплуатации, рассчитать с обусловленной точностью потери электроэнергии.

В зависимости от вида моделей режимов работы сети расчетные методы делят на вероятностные и детерминированные. Последние определяют потери для некоторого характерного режима, а результаты расчетов распространяют на всю сеть. Вероятностные методы описывают режим работы сети в среднем за относительно большой промежуток времени. Следует отметить, что информация о схемах и параметрах сетей достаточно полная и достоверная, а о нагрузке в распределительных сетях всегда характеризуется неполнотой и недостаточной достоверностью. Классификация методов расчета потерь электроэнергии показана на рисунке 1.2.

Детерминированные методы расчета потерь электроэнергии

В детерминированных методах расчета приняты следующие допущения:

- расчет режима работы сети ведется с учетом только продольной составляющей потери напряжения;
- не учитываются емкостные проводимости воздушных и кабельных линий;
- нагрузка во всех узлах распределительной сети пропорциональна отношению номинальной мощности трансформатора к суммарной установленной мощности трансформаторов в этой сети;
- график электрической нагрузки, снятый за характерные сутки, считается неизменным для расчетного периода времени;
- потери холостого хода распределительных трансформаторов не зависят от уровня напряжения на них;

– не учитываются зависимости активных и реактивных нагрузок потребителей от уровня напряжения на них.



Рисунок 1.2 – Классификация методов расчета потерь электроэнергии

Детерминированные методы заменяют реальный процесс изменения нагрузок элементов сети расчетным "характерным" режимом [19, 37, 38]. Классифицируют детерминированные методы в соответствии со значением тока, который используется в расчетах (текущее, максимальное, среднее и среднеквадратичное). Если известен график изменения силы тока на любом участке сети, то потери определяют классическим методом, который является наиболее точным. Из остальных детерминированных методов используют:

– метод максимальных потерь, при котором используют количество часов максимальных потерь τ :

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (1.4)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

– метод характерных режимов, когда режим разбивают на ряд периодов с практически неизменным режимом:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (1.5)$$

где ΔP_j – нагрузочные потери мощности в сети в j -м режиме продолжительностью t_j часов; l – количество режимов;

– метод средних нагрузок, в котором реальный режим заменяют режимом при средних нагрузках:

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{ср}} k_{\text{ф}}^2 \cdot T, \quad (1.6)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или сети в целом) за время T ; $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика мощности или тока.

Вероятностные методы определения потерь электроэнергии

При использовании вероятностных методов изменение нагрузок узлов рассматривается как случайный процесс и потери энергии за период времени являются функционалом от реализации случайных процессов нагрузки. Функционал также является случайной величиной, и вместо реализации этой величины определяется ее математическое ожидание [19, 37, 38].

Значительные информационные и методические погрешности детерминированных методов определения потерь электроэнергии, которые принципиально не могут быть устранены в условиях реальной информа-

ционной обеспеченности задачи расчетов потерь электроэнергии, обусловили создание вероятностно-статистических методов расчета потерь электроэнергии. Они делятся на метод статистических характеристик, статистической выборки схем сети и полного моделирования работы сети по моделям графиков нагрузки в вероятностной форме.

Метод статистических характеристик устанавливает связь между обобщенными параметрами сети и потерями электроэнергии на основании регрессионных зависимостей. Возможно использование линейных, нелинейных и смешанных многофакторных регрессионных моделей. Теснейшую корреляционную связь с потерями электроэнергии в сетях напряжением 10-35 кВ имеют: отпуск электроэнергии в сеть, общая длина сети, количество распределительных линий, количество и установленная мощность распределительных трансформаторов.

Для определения потерь электроэнергии от нагрузки в сетях 10 кВ в масштабе района электрических сетей можно воспользоваться зависимостью:

$$\Delta W = 19555 \sum_{i=1}^m W_i^2 + 4139 \sum_{i=1}^m l_i - 7386 \sum_{i=1}^m n_i - 17393, \quad (1.7)$$

где W_i – потребление электроэнергии в каждой сети, кВт·ч; l_i – длина i -й сети; n_i – количество трансформаторных подстанций в i -й сети; m – количество сетей в электросетевом районе.

Метод статистической выборки схем сетей предусматривает расчет потерь за выборкой схем сети и распространение полученных результатов на всю сеть данного номинального напряжения.

Наиболее перспективным является метод, при котором вместо случайных значений величины затрат электроэнергии принимают их математическое ожидание:

$$M(\Delta W) = \int_0^T M(\Delta P_t) dt, \quad (1.8)$$

где $\int_0^T M(\Delta P_t)$ – математическое ожидание потерь активной мощности в моменты времени t .

Рассмотрим методику расчета потерь от токов нагрузки с использованием вероятностных характеристик годовых графиков нагрузки за продолжительностью и эквивалентным сопротивлением. Потери электроэнергии определяют через квадрат среднеквадратичного тока, который может быть определен через математическое ожидание тока и его дисперсию:

$$\Delta W = \frac{R}{U_c^2} [W^2 + V^2 + (D_a + D_p)t_p^2] \cdot \frac{1}{t_p}. \quad (1.9)$$

При составлении на участках сети графиков нагрузки за продолжительностью, в которых не совпадают суточные и сезонные максимумы (что характерно, например, для сельскохозяйственных потребителей), этот метод может давать значительную погрешность.

Анализ разных вероятностных методов определения потерь электроэнергии позволил определить, что наилучшим способом для возможного отображения режимов работы сети является метод полного моделирования режимов работы сети за графиками нагрузки, а для описания поведения сети "в среднем" за месяц применяют графики нагрузки в вероятностной форме. В этой методике, на базе метода полного моделирования электрического режима работы всех элементов сети, определяют математическое ожидание потерь электроэнергии, используя вероятностно-статистические методы расчета [19, 35, 37, 38].

1.3 Технические и эксплуатационные факторы, влияющие на динамику технических потерь

Согласно данным энергослужб наблюдается несоответствие нормативных (рассчитанных) и реальных значений технических потерь элек-

троэнергии в системах электроснабжения. Это определяется, во-первых, изменением характеристики и графиков электрических нагрузок, во-вторых, постоянным изменением конфигурации сетей вследствие их реконструкции и развития и, в-третьих, изменениями условий эксплуатации и технического состояния элементов СЭС во времени (за срок эксплуатации).

Нагрузка систем электроснабжения и отдельных потребителей электроэнергии постоянно изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. Эти колебания могут быть разделены на регулярные и случайные.

В суточном графике нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается во время прохождения утреннего и вечернего пиков нагрузки. В недельном – регулярные снижения нагрузки имеют место в нерабочие (выходные и праздничные) дни; в годовом – регулярное снижение нагрузки наблюдается в летний период.

Указанные колебания определяются стойкими циклами естественных явлений (ночь, лето и т.п.), технологическими особенностями производства, а также организационными факторами (продолжительностью рабочих смен, числом и регулярной последовательностью нерабочих дней и т.п.).

На эти регулярные колебания обычно накладываются нерегулярные колебания, вызванные случайными изменениями электрических нагрузок, которые возникают вследствие одновременного включения (отключение) мощных потребителей электроэнергии, резких изменений погодных условий (резкое похолодание или потепление), экологических, техногенных или стихийных бедствий и др. Эти колебания, не изменяя общего характера регулярного режима электроснабжения, приводят к дополнительной изменчивости потребительской нагрузки и в частности, к случайным (иногда довольно продолжительным) прыжкам нагрузки.

Колебание спроса на электроэнергию (суточные, недельные и сезонные) приводит к изменению режимов работы элементов систем электроснабжения, причем вследствие этого элементы СЭС чаще всего рабо-

тают в зонах неоптимальных режимов, которые, в конечном счете, приводят к относительному росту потерь электроэнергии в них.

Необходимость реконструкции действующих сетей возникает в связи с изменением электрических нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, которые присоединяются к этим сетям, а также в связи с необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей. В процессе реконструкции могут выполняться следующие виды работ:

- замена проводов на ВЛ 0,4; 6 и 10 кВ на провода большей пропускной способности при сохранении строительной части этих ВЛ;
- перевод электрических сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ;
- подвеска дополнительных проводов на ВЛ 0,4 кВ;
- замена трансформаторов, выключателей и другого оборудования в связи с моральным износом, изменением мощности или напряжения;
- установка средств компенсации реактивной мощности;
- сооружение участков сети для новых потребителей или вместо вышедших из-за старости и износа;
- усиление ВЛ, на которых образование гололеда и ветровые нагрузки превосходят расчетные;
- установка на действующей однотрансформаторной подстанции второго трансформатора и необходимого, в связи с этим, оборудования.

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий, подстанций) и поэтому отображается на значениях реальных технических потерь в элементах систем электроснабжения.

При эксплуатации техническое состояние электрооборудования СЭС ухудшается из-за износа и старения вследствие влияния факторов внешней среды, в условиях которой они работают. Из разных видов влияния внешней среды для большинства элементов СЭС наибольшее влияние имеют климатические факторы: температура, влажность и давление воздуха, солнечная радиация, дождь, ветер, пыль (в том числе снежная),

иней, резкое изменение температур, обледенение. Факторы внешнего механического влияния, специальные (активные) среды влияют только при эксплуатации электрооборудования в соответствующих условиях.

Старение и интенсивный износ элементов СЭС во многих случаях не только снижают их надежность, но и вызывают дополнительные потери электрической энергии. Это особенно характерно для электрооборудования, которое находится в эксплуатации продолжительный период и в случаях несвоевременного или некачественного проведения планового технического обслуживания.

В результате анализа реальных условий функционирования и эксплуатации систем электроснабжения установлены технические и эксплуатационные факторы, которые приводят к изменению технического состояния и потерь электроэнергии в элементах СЭС при продолжительной эксплуатации.

1.4 Факторы, влияющие на уровень и динамику коммерческих потерь электроэнергии

Коммерческие потери условно можно разделить на следующие основные группы:

1) потери за счет эксплуатационной недостоверности измерений электроэнергии, которые обусловлены:

- ненормативными условиями работы трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и электросчетчиков, в том числе за счет их недогруженности или перегрузки, несимметричных и несинусоидальных токов и напряжений, работой с ненормативным коэффициентом мощности и т.п.;

- отклонением условий эксплуатации от номинальных (например, работу зимой в нетопленых помещениях, с просроченным сроком эксплуатации и т.п.);

- неправильными схемами подключения и испорченными электросчетчиками, ТТ и ТН;

– ошибками при снятии показаний счетчиков или намеренное искажение записей.

2) потери за счет прямых хищений, которые обусловлены:

– подключением приемников электроэнергии в обход электросчетчиков;

– мошенничество с приборами учета электроэнергии;

– намеренное изменение данных информационных систем с целью изменения величин, которые измеряются.

3) потери при выставлении счетов, обусловленные:

– неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на потребление электрической энергии; ошибка в коэффициентах перерасчета показаний счетчиков в электроэнергию, корректированию данных о потребителях и т.п.;

– ошибками при выставлении счетов, в том числе не выставленными счетами потребителям из-за отсутствия точной информации по потребителям и постоянного контроля за актуализацией этой информации; отсутствия контроля и ошибками при выставлении счетов клиентам, которые пользуются специальными тарифами; отсутствием контроля и учета откорректированных счетов и т.п.

4) потери при истребовании оплаты, обусловленные задержками в оплате позднее установленной даты, долгосрочными или безнадежными долгами и неоплаченными счетами из-за:

– неудовлетворительной процедуры истребования оплаты; трудностей оплаты со стороны потребителей;

– плохого учета неоплаченных счетов и управление оплатой, в том числе потери документов об оплате и т.п.

Основными причинами наличия коммерческих потерь традиционно считаются недостаточный и недостоверный учет, хищение электроэнергии, причем не только в коммунально-бытовом, но и промышленном секторе. В условиях роста тарифов на электроэнергию и уменьшения плате-

жеспособности население в ряде регионов страны, особенно в сельской местности, увеличились трудности с оплатой электроэнергии коммунально-бытовыми потребителями. Кроме того, появилась мотивация к применению более утонченных методов и средств кражи электроэнергии и согласно росту объемов этих краж, появились бесхозные электрические сети, поселки. По данным ОАО „Сумыоблэнерго” ежегодно осуществляется кража проводов, трансформаторов, другого электротехнического оборудования на сумму около 1,5 млн. грн. По данным Минтопэнерго в целом по Украине разворовывается 6,2 % потребленной электроэнергии стоимостью почти 12 млн. долларов.

С началом реформирования энергетики Украины (с середины 90-х годов) создались самостоятельные субъекты хозяйствования. Они в настоящее время эксплуатируют объекты энергетики, которые были спроектированы и построенные без учета требований, которые касаются работы систем учета электроэнергии в условиях функционирования энергорынка. И потому существующей системе учета электроэнергии субъектов рынка, построенной еще во времена Советского Союза, присущи такие особенности:

- значительная часть парка счетчиков электроэнергии устаревшая и требует замены на современные multifunctional средства учета;
- потери напряжения в измерительных цепях трансформаторов напряжения превышают нормативные значения;
- величины нагрузок вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения не отвечают нормативным требованиям;
- в большинстве точек купли-продажи электроэнергии отсутствуют дублирующие счетчики, что противоречит действующим требованиям Инструкции о коммерческом учете энергии;
- приборы коммерческого учета электроэнергии установлены не в точках купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке (не на границах балансовой пригодности электросетей субъектов);
- данные о потерях электроэнергии формируются преимущественно расчетным методом с помощью традиционных морально и физически

изношенных устройств телемеханики, которые имеют большие погрешности преобразования информации;

- в измерительных схемах используют электросчетчики, трансформаторы напряжения и тока низкого класса точности, которые в условиях значительного снижения мощности работают с большой зоной нечувствительности или нелинейности;

- не осуществляется оперативный и синхронизированный по времени сбор данных о выработке и потреблении электроэнергии;

- отсутствует метрологическая аттестация систем учета электроэнергии и, как следствие, невозможность использования ее для коммерческого учета;

- каналы связи для передачи данных от точек учета электрической энергии к центрам сбора и обработки информации в большинстве случаев имеют низкую скорость передачи или совсем отсутствуют;

- на границе межгосударственных линий электропередач не установлен учет электрической энергии.

Из вышеприведенного можно сделать следующие выводы:

- коммерческие потери не могут быть измерены любыми приборами, но могут быть вычислены. Их значение зависит от большого числа факторов, а точность оценки, в первую очередь, от точности учета отпущенной в сеть и потребленной энергии, а также от точности расчета технических потерь;

- коммерческие потери должны рассчитываться не только в киловатт-часах, как составляющая баланса электроэнергии, но и денежном выражении, как финансовый ущерб энергопредприятия, как неявно упущенная его выгода в форме недополученной прибыли, которая включают в себя потери при истребовании оплаты за поставленную клиентам электроэнергию;

- коммерческие потери в широком смысле не являются неизбежными. Они могут и должны быть снижены в результате активной, целенаправленной деятельности энергослужб предприятия.

1.5 Пути учета динамики потерь электроэнергии в процессе эксплуатации систем электроснабжения

Задача снижения уровня потерь электроэнергии является важной составной частью более общей задачи уменьшения энергопотребления и эффективного использования энергетических ресурсов на основе оптимизации балансов потребления и изготовления электрической энергии. Существующие на сегодняшний день методы анализа балансов в основном базируются на методе экспертных оценок, так как для этого используется только небольшая часть достоверной информации – потребление энергосистемы в целом, изготовление энергии электростанциями и потоки энергии по "внешним" перетокам.

С началом реформирования энергетики Украины (с середины 90-х годов) образовались самостоятельные субъекты хозяйствования. Они в настоящее время эксплуатируют объекты энергетики, которые были спроектированы и построены без учета технических требований относительно работы систем учета электроэнергии в условиях функционирования энергорынка.

В условиях непрерывного роста тарифов на электроэнергию и изменения электропотребления, экономия электрической энергии и рациональное ведение энергетического хозяйства имеет большое народно-хозяйственное значение и является, не только технической, но и в значительной степени, экономической задачей. Отсюда возникла необходимость снижения непроизводительных потерь электроэнергии и повышение технической культуры эксплуатации систем электроснабжения. В данное время большое внимание уделяется снижению потерь электрической энергии на базе разработки более точных методов определения потерь энергии во всех элементах систем электроснабжения. При этом следует отметить, что термин "потери" недостаточно точно передает техническое содержание этого термина; объективно он представляет собой необходимую технологическую затрату электроэнергии в энергосистеме, связанную с ее передачей и распределением. Поэтому более правильно говорить о технологической затрате на передачу электроэнергии.

При долгосрочной эксплуатации электрической сети ее нагрузка практически всегда изменяется (уменьшается или увеличивается). Это приводит к изменению потребляемой электроэнергии потребителями этой сети и изменению величины и структуры потерь электроэнергии. Для примера рассмотрена электрическую сеть с постоянной схемой, которая рассчитана на отпущенную в сеть энергию 2000 тыс. кВт·ч в год. В соответствии с физическими явлениями абсолютное значение потерь от нагрузки будет изменяться пропорционально квадрату изменения силы тока, а условно-постоянные потери будут оставаться неизменными. Значительно больший интерес представляет изменение относительных значений потерь, которые приведены на рисунке 1.3 [28]. На рисунке 1.3 обозначено: 1 – общие потери; 2 – общие потери в трансформаторах; 3 – условно-постоянные потери в трансформаторах; 4 – потери в трансформаторах от нагрузки; 5 – потери в проводах линии. Как видно, при малых нагрузках и соответственно малом значении отпущенной электроэнергии в сеть (до 1300 тыс. кВт·ч в год) главную часть потерь составляют потери в трансформаторах и из них – условно-постоянные. При увеличении нагрузки доля условно-постоянных потерь уменьшается с 24 до 4 %, а общие потери в сети – с 25 до 7,3 %. Потери от нагрузки в этом диапазоне изменения нагрузки возрастают от 1,0 до 1,5 %.

Если количество отпущенной в сеть электроэнергии составляет 1300-3400 тыс. кВт·ч, общие потери описываются пологой кривой с минимальным значением потерь 6,3 % при количестве отпущенной электроэнергии 2000 тыс. кВт·ч, и конечным 7,0 % – при 3400 тыс. кВт·ч. Условно-постоянные потери снизятся от 3,9 % до 1,3 %, а потери от нагрузки увеличатся от 1,5 до 2,6 %.

При изменении количества отпущенной электроэнергии почти в три раза общие потери от 7,3 % снизились до 6,3 %, а затем выросли до 7,0 %, то есть функция общих потерь имеет минимум, а изменение функции у точки минимума очень медленная. Это позволяет определить величину общих потерь 6,3 % для этой сети как оптимальную. Соответственно оп-

тимальной будет и структура потерь: 1,9 % – в проводах линий и 4,4 % – в трансформаторах, из них – 2,8 % – условно-постоянные, 1,6 % – потери от нагрузки.

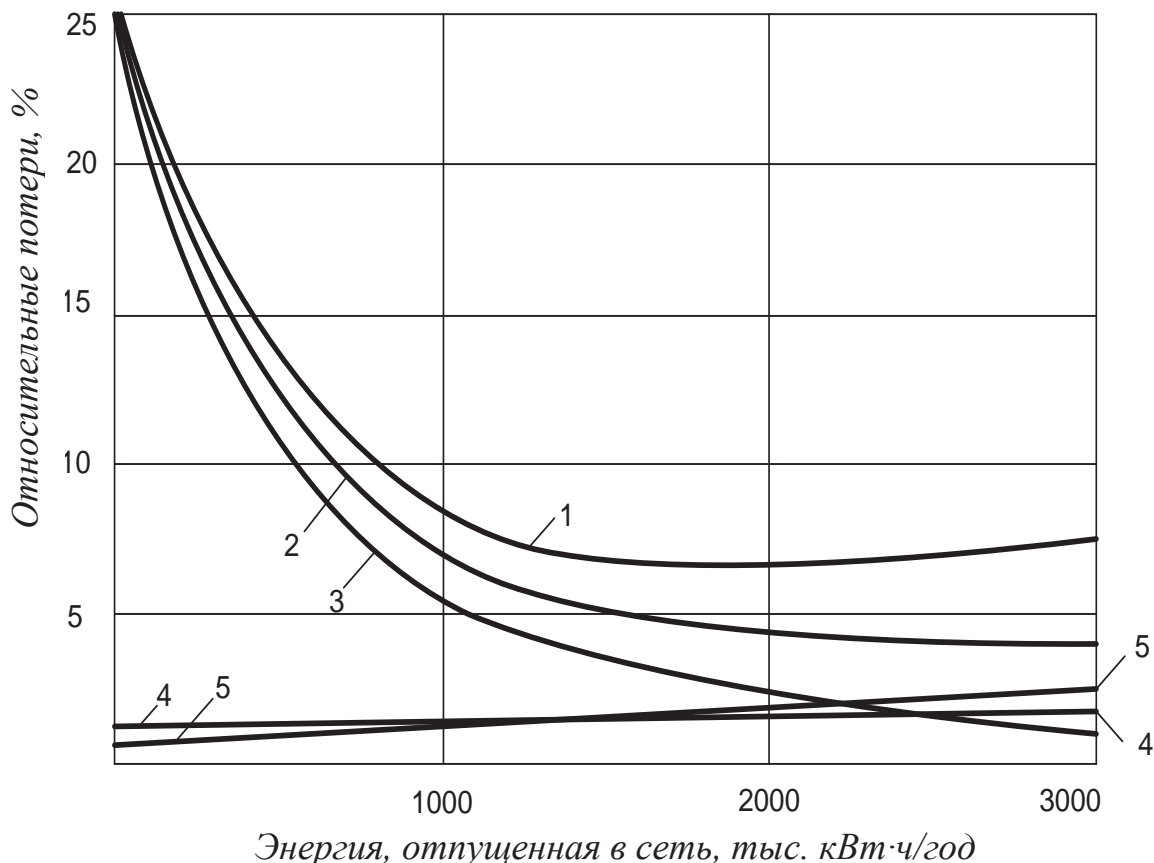


Рисунок 1.3 – Зависимость относительных потерь электроэнергии в сети от отпуска электроэнергии в сеть

Такие кривые описывают изменение потерь в каждой линии. Траектория кривых зависит от соотношения характеристик линии (длины, площади поперечного сечения провода) и трансформаторов (количество, установленная мощность). При расчетах потерь электроэнергии в действующих электрических сетях следует обращать внимание на такой характер изменения величины и структуры потерь; целесообразно рассматривать также изменение потерь электроэнергии в сети по месяцам в течение года.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии. По данным Минтопэнерго

технологические расходы на транспортировку электроэнергии (технические и коммерческие составляющие потерь) в электрических сетях Украины составляют 19,11 % общего товарного отпуска. В отдельных областях Украины потери электроэнергии достигают 30 %. В электрических сетях России потери на транспортировку электроэнергии до границы раздела потребитель – энергоснабжающая организация составили в 2001 г. 13,1 % от отпуска (2000 г. – 12,75 %; 1994 г. – 10,09 %; 1980 г. – 8,3 %). Потери электроэнергии в отдельных участках сетей 25-40 % и более (здесь не учтены потери электроэнергии из-за ее хищения) [28].

В структуре потерь по элементам систем электроснабжения основная часть потерь приходится на линии электропередач (в отдельных случаях до 65 % [6]). Потери в трансформаторах составляют около 30 % суммарных потерь в сети данной ступени напряжения, причем около половины из них – потери в стали. Потери в других элементах сети (в реакторах, компенсирующих устройствах, измерительных приборах, трансформаторах тока и напряжения) незначительные и могут быть оценены в пределах 3-5 % суммарных потерь. В потерях также учтена электроэнергия, расходуемая на собственные нужды подстанций.

Из общих потерь техническому анализу подвергается только часть, называемая техническими потерями; другая – примерно 10-20 %, так называемые коммерческие потери – связана с несовершенством системы учета электроэнергии. В условиях параллельной работы энергосистем возникает необходимость передачи определенного количества электроэнергии транзитом через сети энергосистемы. При этом имеют место дополнительные потери электроэнергии, связанные с транзитными перетоками.

На значения потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения влияет ряд технических и эксплуатационных факторов, в том числе характеристики нагрузки, состояние и уровень износа электротехнического оборудования, срок и интенсивность его эксплуатации.

По данным энергослужб наблюдается значительное превышение реальных значений потерь электроэнергии при передаче ее по электриче-

ским сетям по сравнению с нормативными. Это обусловлено тем, что при эксплуатации систем электроснабжения техническое состояние элементов электрооборудования ухудшается из-за их износа и старения вследствие воздействия факторов среды, в условиях которых они работают (климатических, механических, режимных, электромагнитных и др.). Старение и интенсивный износ элементов СЭС во многих случаях не только снижают их надежность, но вызывают дополнительные потери электроэнергии. Это особенно характерно для электрооборудования, находящегося в эксплуатации длительный период и в случаях несвоевременного или некачественного проведения ремонтных работ.

Исходя из выше изложенного, а также с учетом того, что основной объем технических потерь приходится на электрические линии и силовые трансформаторы, важным является оценить возможную динамику во времени физических параметров указанного электрооборудования (например, активного сопротивления фазных проводов ЛЭП, магнитных свойств магнитопроводов силовых трансформаторов и др.) и, соответственно, дать оценку степени и характеру возможной динамики технических потерь за период эксплуатации и их отличию от расчетных (паспортных) данных.

Как уже отмечалось, преобладающими причинами формирования коммерческих потерь являются недостаточный и недостоверный учет потоков электроэнергии и хищение электроэнергии. С точки зрения уточнения распределения объемов по структурам коммерческих потерь и их минимизации важно знать возможные погрешности систем учета при критических эксплуатационных режимах работы (например, режим близкий к холостому ходу) элементов систем электроснабжения и иметь технические возможности противостоять хищениям.

Повышение эффективности электроснабжения и транзита электроэнергии за счет снижения технических и коммерческих потерь на основе учета и формирования режимов работы силовых и контрольных элементов систем электроснабжения является актуальной задачей, для решения которой необходимо:

– исследовать динамику изменения физических характеристик и технических потерь в течении срока эксплуатации в воздушных ЛЭП и силовых трансформаторах, как основных элементах формирующих потери электроэнергии при ее транспортировке;

– исследовать влияние критических эксплуатационных режимов измерительных трансформаторов на погрешность работы систем учета электроэнергии и формирование коммерческих потерь;

– обосновать методику учета динамики технических электрических потерь при расчетах и формировании нормативных показателей потерь в электрических сетях при транспортировке электроэнергии;

– разработать технические средства направленные на минимизацию хищений электроэнергии и снижение уровня коммерческих потерь в системах электроснабжения.

2. ДИНАМИКА ПАРАМЕТРОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ВОЗДУШНЫХ ЛЭП В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1 Анализ влияния параметров воздушных ЛЭП на технические потери при транспортировке электроэнергии

В системах электроснабжения при транспортировке электроэнергии технологические потери электроэнергии представляют собой сумму двух составляющих потерь:

- потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);
- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

В свою очередь технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

- потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);
- потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);
- потерь, зависящих от погодных условий (потерь на корону).

Технические потери электроэнергии при ее транспортировке в распределительных сетях являются основой норматива, определяющего экономически обоснованный технологический расход электроэнергии [6]. Занижение технических потерь приводит к снижению эффективности работы сетевого предприятия и уменьшению его дохода, завышение – к получению необоснованных доходов. Точная оценка потерь электроэнергии обеспечивает корректное определение эффективности работы сетевого предприятия и планирование энергосберегающих мероприятий.

В общем случае для воздушных линий электропередачи, при передаче электроэнергии от источников к потребителям, можно рассматривать нагрузочные потери, потери холостого хода и потери на корону. Нагрузочные потери активной электроэнергии в трехфазной воздушной линии определяются выражением

$$\Delta W_{\text{H}} = 3R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (2.1)$$

где R – активное сопротивление провода одной фазы воздушной линии; $I(t)$ – полный ток в линии в течение интервала времени T .

Активные потери холостого хода для воздушных ЛЭП (условно-постоянные потери) определяют по выражению

$$\Delta W_{\text{xx}} = \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{U_{\text{ном}}^2} \int_0^T U^2(t) dt, \quad (2.2)$$

где ΔP_{xx} – потери мощности холостого хода линии при номинальном напряжении, которые определяются токами утечки через изоляцию (междуфазную и относительно земли); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в сети, при котором работает линия; $U(t)$ – напряжение в линии в течение интервала времени T .

Определение потерь на корону в воздушных ЛЭП с точки зрения точности является проблематичным, так как они зависят от ряда специфических факторов (метеорологических условий на трассе линии, электрического поля, геометрических параметров, расположения фазных проводов линий электропередач и т.д.). Выполнялись исследования с целью уточнения методики расчета потерь мощности и энергии на корону на проводах в равнинных условиях. В [12] представлено обоснование и вывод уравнения потерь активной мощности на корону на основании интегральных характеристик короны и результатов зондовых исследований

движения объемного заряда в поле короны переменного тока, согласно которым в области общей короны зависимость потерь мощности на один провод от напряжения и параметров ЛЭП выражается формулой

$$\Delta P_{\text{кор}} = \omega C^2 \frac{U_m(U_m - U_0)}{2} \cdot \frac{K_1 \cos \varphi_{K1}}{C_{\text{об}} - C}, \quad (2.3)$$

где U_0 – напряжение, соответствующее критическому заряду на поверхности провода; U_m – амплитуда фазного напряжения; C – емкость одной фазы воздушной линии; ω – угловая частота переменного напряжения; $C_{\text{об}} = 2\pi\epsilon_0/\ln(r_{\text{н}}/r_{\text{п}})$ – емкость объемного заряда; $r_{\text{н}}$ – радиус наружной области, в которой суммарная плотность объемного заряда имеет ненулевое значение; $r_{\text{п}}$ – радиус фазного провода; ϵ_0 – электрическая постоянная; φ_{K1} – угол сдвига фаз первой гармоники тока относительно напряжения; $K_1 = Q_1/Q_{K.\text{макс}}$ – отношение амплитуды первой гармоники к амплитуде компенсированного заряда.

Произведение $K_1 \cos \varphi_{K1}$, вычисленное для реальных условий по экспериментальным данным при величине относительного перенапряжения равного 2, имеет значение примерно 0,7. Тогда формула для потерь мощности на корону примет вид

$$\Delta P_{\text{кор}} = 0,35\omega C^2 \cdot \frac{U_m(U_m - U_0)}{C_{\text{об}} - C}. \quad (2.4)$$

С точки зрения оценки влияния продолжительности и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи на значения и возможную при этом динамику технических электрических потерь при транспортировке электроэнергии, выделим основные технические и физические характеристики воздушных линий, влияющие на нагрузочные потери, потери холостого хода и потери на корону в этих же линиях, и рассмотрим характер и степень изменения параметров воздушных линий в процессе эксплуатации.

Для определения нагрузочных потерь электрической энергии в линиях, учитывая практическую невозможность математически выразить закон изменения тока нагрузки в линии за длительный промежуток времени, можно воспользоваться формулой, учитывающей составляющие передаваемой мощности [6]:

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{а}} \cdot \tau_{\text{а}} + \Delta P_{\text{р}} \cdot \tau_{\text{р}} \quad (2.5)$$

или

$$\Delta W_{\text{н}} = 3K_{\phi}^2(I_m \cos \varphi)^2 R \tau_{\text{а}} + 3K_{\phi}^2(I_m \sin \varphi)^2 R \tau_{\text{р}}, \quad (2.6)$$

где $\Delta P_{\text{а}}$ – потери активной мощности от передачи активной энергии; $\Delta P_{\text{р}}$ – потери активной мощности от передачи реактивной энергии; $\tau_{\text{а}} = (0,124 + T_{\text{ма}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$ – количество часов максимальной нагрузки по активной мощности; $\tau_{\text{р}} = (0,124 + T_{\text{мр}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$ – количество часов максимальной нагрузки по реактивной мощности; K_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки; I_m – максимальный расчетный ток; $T_{\text{ма}}$ – число часов использования максимальной нагрузки по активной мощности; $T_{\text{мр}}$ – число часов использования максимальной нагрузки по реактивной мощности.

Анализ выражений (2.1) и (2.5) показывает, что величиной относящейся к техническим параметрам воздушной линии и влияющей на значение нагрузочных потерь, является активное (продольное) сопротивление R провода одной фазы воздушной линии. В свою очередь указанное сопротивление зависит от удельного сопротивления материала проводника ρ , длины линии l и сечения F (диаметра d) провода и определяется по известному выражению

$$R = \rho \frac{l}{F} = \rho \frac{l}{\pi d^2 / 4}. \quad (2.7)$$

Исходя из последнего выражения можно констатировать, что для воздушных линий электропередачи в процессе их длительной эксплуата-

ции возможно увеличение активного сопротивления ЛЭП и, соответственно, увеличение нагрузочных потерь за счет уменьшения эффективного диаметра (и площади сечения) фазных проводов воздушных линий за счет коррозионных процессов.

Следует также отметить, что активное сопротивление также зависит от температуры:

$$R = R_T[1 + \alpha(\theta_{\text{п}} - 20^\circ)], \quad (2.8)$$

где R_T – табличное значение сопротивления провода (при температуре 20°C); α – температурный коэффициент, который для проводов типа А равен 0,004; $\theta_{\text{п}}$ – реальная температура провода, $^\circ\text{C}$.

Температура провода определяется тремя факторами: величиной тока, температурой окружающей среды и скоростью ветра. Главным фактором, определяющим температуру провода, является температура окружающей среды. Учет температурного фактора повышает точность расчетов примерно на 5-10 %. Если нагрузка линии не превышает 70-80 % допустимой по условиям нагрева, то температура провода при расчетах потерь принимают равной среднегодовой температуре воздуха и, учитывая сезонные колебания температуры в Украине, нагрузочные потери в целом по году практически не зависят от температурных изменений сопротивления проводов воздушных линий электропередачи.

На индуктивное сопротивление воздушной линии оказывают влияние также диаметр провода, магнитная проницаемость провода и частота переменного тока. Значение индуктивного сопротивления одной фазы воздушной линии (из алюминиевого провода) на 1 км (Ом/км) определяется следующей формулой [20, 22, 23]:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d_{\text{вн}}} + 0,016, \quad (2.9)$$

где $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{1-2}D_{2-3}D_{1-3}}$ – среднее геометрическое расстояние между осями фазных проводов воздушной линии; $D_{1-2}, D_{2-3}, D_{1-3}$ – действительные расстояния между проводами фаз 1, 2, 3; $d_{\text{вн}}$ – фактический внешний диаметр провода.

Из формулы (2.9) видно, что индуктивное сопротивление зависит только от расстояния между проводами и от их диаметра, причем влияние этих величин незначительно, поскольку они входят в выражение под знаком логарифма. Коррозионные изменения диаметра фазного провода по сравнению с изменениями площади поперечного сечения будут значительно меньшими (фазный проводник многопроволочный), следовательно, влияние указанных изменений на значения индуктивного сопротивления неощутимо. Кроме того, индуктивное сопротивление не участвует в формировании потерь активной энергии и влияет на величину потерь реактивной энергии и потерю напряжения в линиях электропередач.

Потери холостого хода в воздушных линиях, т.е. потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий в соответствии с методикой расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 2.1, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода [19].

Таблица 2.1

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег,

изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Потери на корону в высоковольтных линиях напряжением 110...750 кВ обусловлены токами утечки, образующимися при ионизации воздушного пространства вокруг провода. Потери на корону зависят в основном от величины напряжения на линии, сечения проводов, конструкции фазы провода и метеорологических условий на трассе линии.

Анализ большого числа работ, выполненных у нас в стране и за рубежом, посвященных оценке, измерению, расчету и анализу потерь на корону позволяет сделать заключение о том, что приводимые в литературных источниках формулы для расчета потерь на корону дают их приближенную оценку [12], прямые измерения этих потерь на действующих линиях требуют применения специализированного оборудования и измерительных устройств, сопряжены с большими затратами материальных средств и организационных усилий.

На практике потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман. Выполненный анализ показывает, что отмеченные удельные потери мощности на корону практически не зависят от физических параметров фазных токоведущих проводников так как, во-первых – радиус фазного провода участвует в формуле для определения потерь под знаком логарифма и его динамика (например, от коррозии) практически не ощутима; во-вторых – в сетях напряжением 110 кВ и более применяют расщепление фазных проводов и в расчетах участвует эквивалентный радиус, что практически исключает возможность учета коррозионных изменений физических параметров проводников воздушных линий.

Изложенное позволяет сделать *вывод*: на значения потерь холостого хода и потерь на корону в воздушных линиях эксплуатационные (в течение срока эксплуатации) изменения параметров самих линий (конструк-

ция и характеристики проводов) сколько-нибудь заметного влияния не оказывают. Основные изменения, с течением времени, возможны в уровнях нагрузочных потерь за счет динамики значений активных сопротивлений фазных проводов воздушных линий от действия коррозионных процессов за время их эксплуатации.

2.2 Исследование влияния коррозии алюминия на электрические параметры воздушных ЛЭП

Опыт энергосистем показывает, что при долгосрочной эксплуатации воздушных линий электропередач, потери мощности и электроэнергии в них даже при неизменной нагрузке возрастают. Одна из причин – изменение конфигурации отдельных участков ЛЭП и, в связи с этим, изменения значений эквивалентных сопротивлений. Из основных возможных причин изменения продольных сопротивлений ЛЭП можно отметить:

- уменьшение поперечного сечения и увеличение длины проводов, обусловленного их остаточной деформацией вследствие действия ветровых, гололедных и других нагрузок;
- коррозия проводов ЛЭП при влиянии на них разных климатических факторов (в том числе кислотных дождей, влажности, повышенной температуры, солнечной радиации) также приводит к снижению их активного поперечного сечения;
- увеличение удельного сопротивления материала проводов ЛЭП, вызванного изменением их структуры (старением) и остаточной деформацией („наклепом”).

Воздушные линии электропередач с течением времени подвергаются атмосферной коррозии, которая является одной из самых распространенных видов коррозии металлов [9, 26]. Атмосферной коррозией называют разрушение металлов и сплавов в атмосфере и в средах влажных газов в результате электрохимических процессов. В зависимости от влажности атмосферы различают несколько видов атмосферной коррозии:

мокрую (наблюдается капельная конденсация влаги на поверхности провода при относительной влажности воздуха 100 %), влажную (при влажности в атмосфере ниже 100 % и выше 60 %) и сухую (при относительной влажности ниже 60 %, т.е. под действием кислорода воздуха) коррозию.

В случае коррозии в атмосфере электролит на металле образует тонкую пленку влаги, и коррозия идет при влиянии на металл именно этого жидкого слоя. При снижении температуры или при увеличении количества пара воды в воздухе будет достигнута точка росы, и на металле начнется осаждение водного тумана в виде мелких капелек. В зависимости от природы металла, состояния поверхности и степени пресыщения атмосферы влагой, капельки могут быть более или менее крупными. При дальнейшем осаждении водяного пара, капельки сливаются и образуют тонкую сплошную пленку влаги. Если поверхность металла шероховатая или же если на поверхности металла есть твердые частички пыли, уголь и т.д., а также рыхлые участки защитной пленки, продуктов коррозии, то еще задолго до достижения точки росы в углублениях, порах и трещинах будет происходить конденсация влаги с образованием слоя воды.

Естественно предположить, что явление атмосферной коррозии за счет поверхностного разрушения металла в долгосрочной перспективе приводят к уменьшению диаметра провода (или отдельных проводников многопроволочных проводов). Следовательно, при долгосрочной эксплуатации линий электропередач сопротивление проводов электрическому току увеличивается, потери энергии в проводах воздушных линий по тем же причинам возрастают при прочих равных условиях.

В неагрессивной атмосфере алюминиевые сплавы довольно стойкие; в промышленной и морской атмосфере сплавы алюминия подвергаются коррозии преимущественно язвенной. Механические напряжения и деформация всегда увеличивают скорость коррозии и часто ухудшают распределение коррозии, переводя ее из равномерной или местной в интеркристаллическую.

Различная скорость коррозии алюминия в разных средах обусловлена, прежде всего, свойствами образующейся на поверхности пленки. При изменении состава внешней среды изменяется состав защитной пленки и ее физико-химические свойства. Кроме того, атомы различных реагентов с разной скоростью диффундируют через защитную пленку. Таким образом, скорость химической коррозии определяется, прежде всего, свойствами возникающей при коррозии пленки на поверхности металла, характер которой определяется природой окислителя, а также температурой.

Атмосферная коррозия металлов, в том числе и алюминия, - коррозия электрохимическая. Электрохимические процессы идут в тонкой пленке влаги, которая находится при атмосферной коррозии на поверхности металла. Поскольку толщина этой пленки невелика, доставка кислорода к поверхности металла не затруднена. Это может сказаться на кинетике электродных процессов. Если воздух, не насыщенный водяным паром, т.е. с относительной влажностью ниже 100 %, начать охлаждать, то при определенной температуре будет достигнут предел насыщения и начнется выделение влаги из воздуха в виде тумана. Если гладкая металлическая поверхность находится в атмосфере с относительной влажностью ниже 100 %, то на ней образуется только мономолекулярная адсорбционная пленка влаги [1, 9].

Газы воздуха (N_2 , O_2 , CO_2), а также присутствующие в воздухе газовые примеси, такие как SO_2 , окислы азота, HCl и другие, при образовании тумана будут растворяться в капельках тумана, и, таким образом, капельки и пленка влаги на поверхности металла будут состоять не из чистой воды, а из растворов соответствующих газов в воде. Растворяющиеся в воде в большом количестве SO_2 , окислы азота, HCl будут создавать заметные концентрации в пленке влаги, даже если присутствие их в воздухе относительно невелико.

Кинетика катодного процесса на алюминии в объеме 0,1-н. раствора хлористого натрия и в пленке влаги толщиной 165 мкм различается мало. В случае такой пленки происходит более резкое уменьшение потенциала

с увеличением плотности катодного тока [1, 9]. Это обуславливается тем, что электрохимическое поведение алюминия существенно зависит от наличия на его поверхности окисной защитной пленки. При катодной поляризации происходит подщелачивание среды. Это приводит к разрушению защитной оксидной пленки на алюминии и обусловленному этим смещению потенциала в отрицательную сторону. Поскольку эффект подщелачивания заметнее в пленке влаги, в этом случае наблюдается более резкое уменьшение потенциала.

Скорость атмосферной коррозии возрастает при повышении влажности воздуха. Значение относительной влажности, при которой наблюдается резкое увеличение скорости коррозии, принято называть критической влажностью.

Увеличение скорости коррозии алюминия при загрязнении атмосферы сернистым газом обусловлено способностью последнего восстанавливаться на алюминии при достаточно положительных потенциалах. Скорость катодного процесса при этом существенно возрастает. Увеличение скорости коррозии алюминия при наличии в среде хлора объясняется возрастанием скорости катодного процесса и увеличением стационарного потенциала. Деполяризатором здесь служит хлор и хлорноватистая кислота, образующаяся при взаимодействии хлора с влагой [1, 9].

В неагрессивной атмосфере алюминиевые сплавы достаточно стойки; в промышленной и морской атмосфере сплавы алюминия подвергаются коррозии преимущественно язвенной. Агрессивность морской атмосферы зависит от превалирующего направления ветров, количества осадков, влажности воздуха, количества попадающих на поверхность металла брызг морской воды.

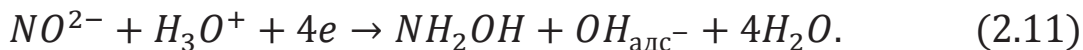
Загрязнение воздуха промышленными выбросами (SO_2 , HCl , NH_3 , H_2S и др.) многократно может увеличивать скорость атмосферной коррозии. В приморских районах воздух может содержать аэрозоли морской воды, оседание которых на поверхность металла приводит к появлению в пленке активирующих анионов (Cl^- , Br^- , I^- , SO_4^{2-} и др.) ускоряя тем самым коррозионный процесс.

Одной из наиболее распространенных коррозионно-активных примесей, загрязняющих атмосферу, являются соединения серы (SO_2 , SO_3), возникающие вследствие сгорания различных видов топлив. Суммарная концентрация оксидов серы в атмосфере 0,01-1 мг/л, но считается, что основное влияние на процессы атмосферной коррозии оказывает не SO_2 , а SO_3 , хотя первичным продуктом сгорания разных топлив является двуокись серы и она же является источником образования SO_3 в результате фотохимических реакций [26].

Оксиды азота также могут оказывать влияние на скорость коррозии металлов в атмосферных условиях. При этом в пленке влаги на поверхности металла могут происходить следующие процессы. Диоксид азота взаимодействует с водой [1, 26]:



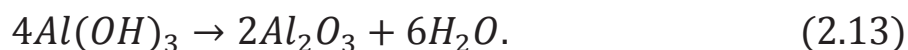
Продукты этого процесса проявляют свойства сильного окислителя. Так, восстановление азотистой кислоты происходит по реакции:



Для протекания этой реакции термодинамические условия имеются на ряде металлов, в том числе и алюминия [29]. Важно, что продуктами этих реакций являются ионы $OH_{адс}^-$. Повышение их концентрации ускоряет анодные процессы, в которых они участвуют:



Характерными ускорителями атмосферной коррозии металлов в районе расположения сельхозпредприятий могут быть аммиак и сероводород. Их присутствие в атмосфере может быть причиной образования прочных аммиакатных комплексов или сульфидов. Присутствие в атмосфере этих ускорителей коррозии сказывается на коррозионном поведении сплавов на основе алюминия. Образующийся при коррозии гидрат окиси алюминия $Al(OH)_3$ может в дальнейшем претерпевать изменения с образованием окиси алюминия [1]:



В городской промышленной атмосфере скорость коррозии различных металлов, по ориентировочным данным, изменяется в диапазоне от 4 до 200 мкм/год, причем скорость коррозии алюминия составляет примерно 4 мкм/год [9].

С точки зрения энергетических служб важным является оценка влияния коррозии алюминия проводов стационарных воздушных ЛЭП на электрические параметры сети, в частности на потери в линии.

Коррозионный процесс ведет к уменьшению диаметра проводника d . В свою очередь значение диаметра провода влияет на сопротивление ЛЭП. Однако, в виду того, что изменение диаметра ничтожно мало, изменением реактивного сопротивления линии электропередач можно пренебречь.

Таким образом, на данном этапе можно сделать вывод, что коррозия алюминиевых проводов ЛЭП влияет на величину активного сопротивления R , а значит и на величину активных потерь ΔP , т.к. $\Delta P \equiv R$. В свою очередь активное сопротивление линии

$$R = r_0 l \quad (2.14)$$

прямо пропорционально зависит от удельного продольного активного сопротивления (1 км линии) r_0 , которое вычисляется по формуле:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma F}, \quad (2.15)$$

где γ – удельная проводимость материала, для алюминия $\gamma = 32..34$ м/(Ом·мм²); F – площадь поперечного сечения провода, мм²; l – длина воздушной ЛЭП, км.

Алюминиевый провод любой марки для воздушных ЛЭП в общем случае состоит из n алюминиевых жил (проволок) диаметром d_0 каждая [39]. Тогда

$$F = n \cdot F_0, \quad (2.16)$$

где $F_0 = \pi \cdot d_0^2 / 4$ – площадь поперечного сечения алюминиевой жилы провода, мм².

Следующим шагом выведем зависимость площади поперечного сечения алюминиевой жилы провода от продолжительности действия коррозии (срока эксплуатации проводов воздушных ЛЭП). Пренебрежем неравномерностью коррозионных процессов по всей длине линии электропередач. Тогда можно сказать, что коррозия алюминия проводов линии электропередач приводит к уменьшению диаметра алюминиевой жилы провода на величину Δd_0 за один год, а за срок эксплуатации (действия коррозии) T_k уменьшение диаметра составит $\Delta d_0 T_k$, тогда

$$F_{0k} = \frac{\pi \cdot (d_0 - \Delta d_0 T_k)^2}{4}, \quad (2.17)$$

где Δd_0 – уменьшение диаметра алюминиевой жилы (отдельной проволоки) провода от действия коррозии в течение одного года, мкм/год; T_k – продолжительность действия коррозии, годы.

Тогда зависимость продольного активного сопротивления от продолжительности действия коррозии примет вид

$$r_{0k} = \frac{1000}{\gamma \cdot F_{0k} \cdot n}. \quad (2.18)$$

Определим коэффициент коррозии следующим образом:

$$k_k = \frac{r_{0k}}{r_0}. \quad (2.19)$$

Путем подстановки в (2.19) выражений (2.18) и (2.14), с учетом (2.17) и после математических преобразований получаем уравнение для "коэффициента коррозии" воздушных линий, который устанавливает

степень и характер изменения физических параметров проводников воздушных линий от продолжительности срока их эксплуатации:

$$k_k = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_k\right)^2}. \quad (2.20)$$

С учетом коэффициента коррозии, а также исходя из выражения (2.14), получим функциональную зависимость изменения продольного активного сопротивления воздушной линии в процессе ее эксплуатации $R = f(t)$ от коррозионных процессов

$$R_k = k_k R = \frac{R}{\left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{\text{экс}}\right)^2}, \quad (2.21)$$

или

$$R_k = k_k R = \frac{r_0 l}{\left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{\text{экс}}\right)^2},$$

где $T_{\text{экс}}$ – продолжительность эксплуатации воздушной линии и, соответственно, продолжительность действия коррозии, годы; Δd_0 – изменение диаметра проволоки провода от коррозии за один год, при постоянной длине провода l (не учитывая температурные влияния).

2.3 Характер изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП в процессе длительной эксплуатации

В общем случае при неизменном токе нагрузочные потери активной мощности в трехфазной воздушной линии электропередачи определяются известным выражением

$$\Delta P_{\text{вл}} = 3I^2 R = 3I^2 \rho \frac{4l}{\pi d^2}. \quad (2.22)$$

Как отмечалось ранее, при продолжительной эксплуатации воздушных линий электропередач коррозионный процесс ведет к уменьшению эффективного диаметра фазных проводов d и, соответственно к увеличению значений активных сопротивлений проводов и к увеличению нагрузочных потерь в линии в соответствии с выражением (2.22). Следовательно, чтобы установить характер изменения нагрузочных потерь мощности и энергии в воздушных линиях электропередачи с нарастанием срока эксплуатации ЛЭП, необходимо установить характер изменения активного сопротивления фазных проводов ЛЭП от тех же причин.

Активное сопротивление фазных проводов воздушной ЛЭП, находящейся определенное время в эксплуатации, можно выразить уравнением

$$R_k = R_{\text{нач}} + \Delta R_k, \quad (2.23)$$

где $R_{\text{нач}}$ – начальное (паспортное) значение активного сопротивления новых фазных проводов воздушной ЛЭП; ΔR_k – приращение активного сопротивления фазных проводов воздушной ЛЭП за время эксплуатации (действия коррозии).

Следовательно, значение приращения активного сопротивления фазных проводов за время эксплуатации воздушной ЛЭП

$$\Delta R_k = R_k - R_{\text{нач}},$$

или, с учетом выражений (2.19) и (2.21)

$$\Delta R_k = R_{\text{нач}}(k_k - 1). \quad (2.24)$$

Это же приращение активного сопротивления фазных проводов выраженное в относительных единицах

$$\Delta R_{*k} = \frac{R_k - R_{\text{нач}}}{R_{\text{нач}}} = k_k - 1, \quad (2.25)$$

Учитывая выражение (2.20), получим

$$\Delta R_{*к} = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{\text{экс}}\right)^2} - 1 = \left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{\text{экс}}\right)^{-2} - 1. \quad (2.26)$$

Из последнего выражения видно, что значение приращения активного сопротивления фазных проводов воздушной ЛЭП, если считать значения диаметров проволок d_0 проводов фиксированными, зависят от продолжительности эксплуатации воздушной линии $T_{\text{экс}}$ и степени изменение диаметра проволоки провода от коррозии за один год Δd_0 , то есть

$$\Delta R_{*к} = f(T_{\text{экс}}, \Delta d_0). \quad (2.27)$$

Зависимость скорости атмосферной коррозии, т.е. скорости изменения диаметра алюминиевых проволок и эффективного сечения проводов от метеорологических факторов сложна, особенно в связи с тем, что они изменяются во времени с суточной и сезонной периодичностью. Поэтому расчет ожидаемой коррозии металлов в различных климатических районах проводят по усредненным значениям метеорологических параметров [1]. При разработке методов расчета коррозионных потерь при атмосферной коррозии использовались экспериментальные данные, полученные при испытаниях на коррозионных станциях, расположенных в различных климатических зонах на земном шаре.

Рассмотрено несколько методов расчета коррозионных эффектов. Первый из них, наиболее простой, заключается в том, что коррозионный эффект выражают формулой

$$M = k_{\text{ск}} \cdot T_{\text{экс}}, \quad (2.28)$$

где M – коррозионный эффект, выраженный с помощью глубины проникновения коррозионного процесса или массы корродирующего металла на единицу поверхности, соответственно мкм или г/м²; $k_{\text{ск}}$ – средняя

скорость коррозии в условиях атмосферных испытаний, усредненная; $T_{\text{экс}}$ – продолжительность предполагаемой эксплуатации металла в условиях, близких к тем, в которых проведены испытания.

Согласно [9] в городской промышленной атмосфере скорость коррозии для алюминия можно характеризовать следующим значением – 1-4 мкм/год (1967 г.). По данным А.И. Голубева и М.Х. Кадырова [9] скорость коррозии алюминия под влажной пленкой за период продолжительностью 100 ч составляет [мкм]: промышленная атмосфера (г. Москва) – 0,04; морская атмосфера – 0,11; сельская атмосфера (г. Звенигород) – 0,02. Т.е. если предположить, что продолжительность увлажнения поверхности алюминия 100 % или 8760 ч/год, тогда максимально возможная скорость коррозии для различных районов составит [мкм]: промышленная атмосфера (г. Москва) – 3,5; морская атмосфера – 9,64; сельская атмосфера (г. Звенигород) – 1,75 мкм/год. По результатам исследований Ю.Н. Михайловского [9] скорость коррозии алюминия составляет [г/м² год]: промышленная атмосфера (г. Москва) – 0,45; сельская атмосфера (г. Звенигород) – 0,18, а по данным (1967 г.) Г.К. Берукштис и Г.Б. Кларк [9] скорость коррозии алюминия составляет [г/м²]: промышленная атмосфера – 3,8; сельская атмосфера – 0,25.

Анализ литературных источников по скорости (глубине) коррозии алюминия и влияющих на нее условий, а также учет того, что по прошествии более чем 50 лет концентрация загрязнений в атмосфере, влияющая на скорость коррозии, возросла в значительной степени, позволили сделать заключение, что для условий Украины скорость коррозии для алюминия следует принимать в диапазоне 1,75-3,5 мкм/год, а скорость коррозии алюминиевых проводов соответственно в два раза больше.

На рисунке 2.1 показаны графики изменения относительного приращения активного сопротивления фазных проводов воздушной ЛЭП в соответствии с выражением (2.26) для двух проводов стандартных сечений, состоящих из соответствующего количества проволок минимального и максимального диаметров (таблица 2.2) [39].

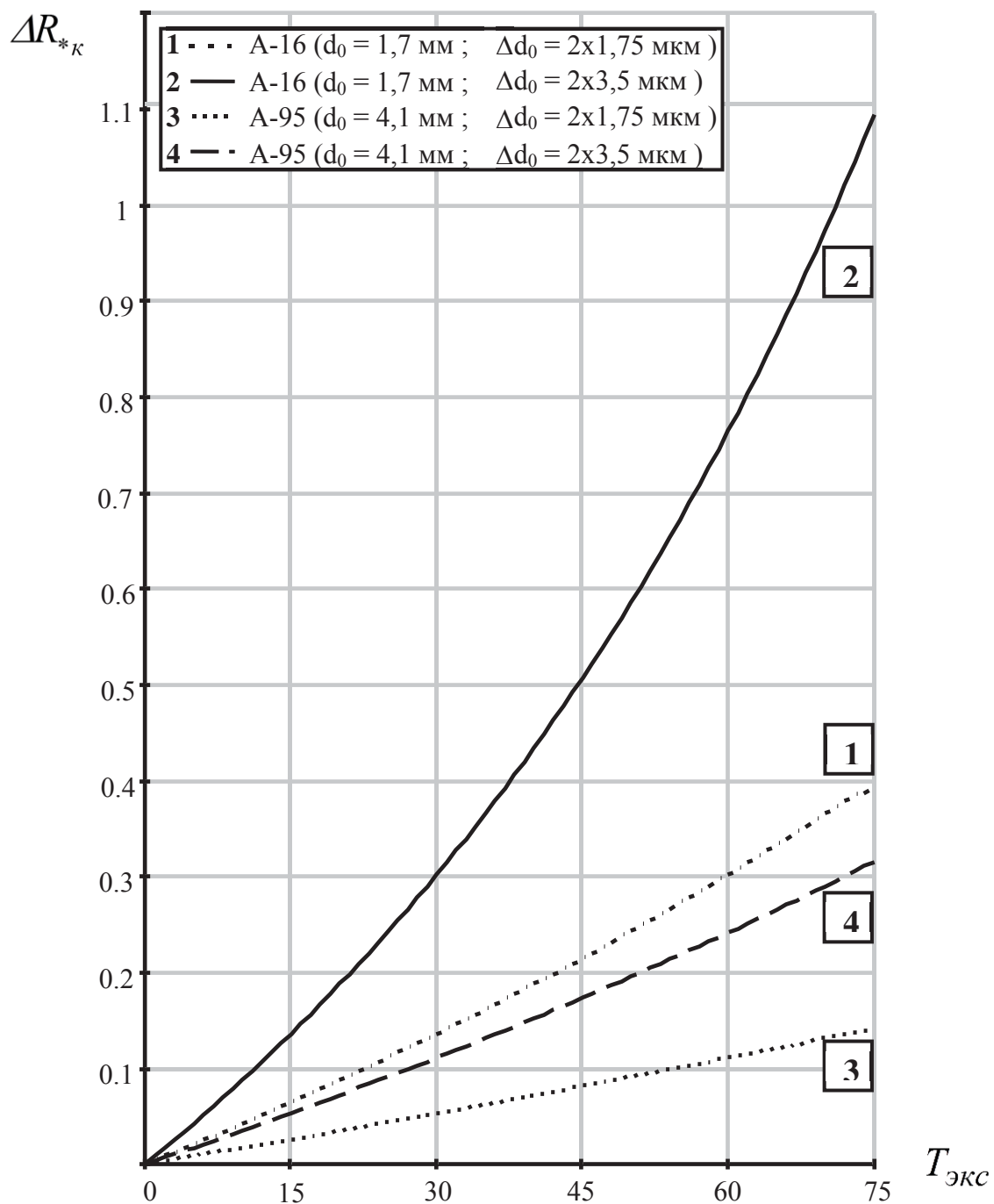


Рисунок 2.1 – Зависимость $\Delta R_{*к} = f(T_{\text{экс}}, \Delta d_0)$ для проводов А-16 (диаметр проволоки $d_0 = 1,7$ мм) и А-95 (диаметр проволоки $d_0 = 4,1$ мм) при крайних значениях скорости коррозии

Из рисунка 2.1 видно, что продольное активное сопротивление фазных алюминиевых проводов, состоящих из проволок минимального стандартного диаметра (1,7 мм) за 30 лет эксплуатации может (при максимальной скорости коррозии) увеличиться на 30 %, а за 70 лет – удво-

иться (100 %). Для проводов с большим диаметром проволок степень нарастания продольного сопротивления уменьшается и для максимального диаметра проволок (4,1 мм) при той же скорости коррозии составит: для 30 лет эксплуатации – 12 %; для 70 лет эксплуатации – 26 %.

На основании выражения (2.22) можно утверждать, что характер изменения нагрузочных потерь активной мощности в воздушных линиях электропередач в процессе их эксплуатации будет подобен и определяется установленным характером изменения значений продольного активного сопротивления фазных алюминиевых проводов ЛЭП.

Следовательно, используя выражения (2.22) и (2.23), в общем случае можем записать

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = 3I^2(R_{\text{нач}} + \Delta R_{\text{к}}) = 3I^2R_{\text{нач}} + 3I^2\Delta R_{\text{к}}, \quad (2.29)$$

т.е., нагрузочные потери в воздушных линиях состоят из двух составляющих: потерь, соответствующих паспортным характеристикам проводов ЛЭП $\Delta P_{\text{нач}}$, и приращения потерь $\delta P_{\text{экс}}$, обусловленного изменениями сопротивления проводов ЛЭП за срок эксплуатации

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{нач}} + \delta P_{\text{экс}}. \quad (2.30)$$

Зависимость активных потерь мощности в воздушных линиях электропередачи от времени эксплуатации ЛЭП и скорости коррозии алюминиевых проводов с учетом их начальных физических характеристик

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = f(T_{\text{экс}}, \Delta d_0, d_0) \quad (2.31)$$

получим, воспользовавшись выражением (2.24), (2.26) и проведя необходимые преобразования

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = 3I^2R_{\text{нач}} \left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{\text{экс}}\right)^{-2}. \quad (2.32)$$

Таблица 2.2

Физические характеристики стандартных проводов воздушных ЛЭП

Номинальное сечение, мм²	Провода марок А и АКП		
	число проволок	номинальный диаметр проволок, мм	число повивов
16	7	1,70	1
25	7	2,13	1
35	7	2,50	1
50	7	3,00	1
70	7	3,55	1
95	7	4,10	1
120	19	2,80	2
150	19	3,15	2
185	19	3,50	2
240	19	4,00	2
300	37	3,15	3

На рисунке 2.2 и 2.3 представлены графические зависимости, иллюстрирующие степень и характер нарастания активных нагрузочных потерь мощности (в относительных единицах) в воздушных линиях электропередачи для алюминиевых проводов стандартных сечений при обоснованных ранее граничных скоростях атмосферной коррозии.

Анализ представленных на рисунках графического представления изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП в течение срока их эксплуатации показывает, что степень влияния коррозионных процессов нарастает с уменьшением диаметра проволок, формирующих фазный провод, и за 70 лет эксплуатации может привести к удвоению нагрузочных потерь.

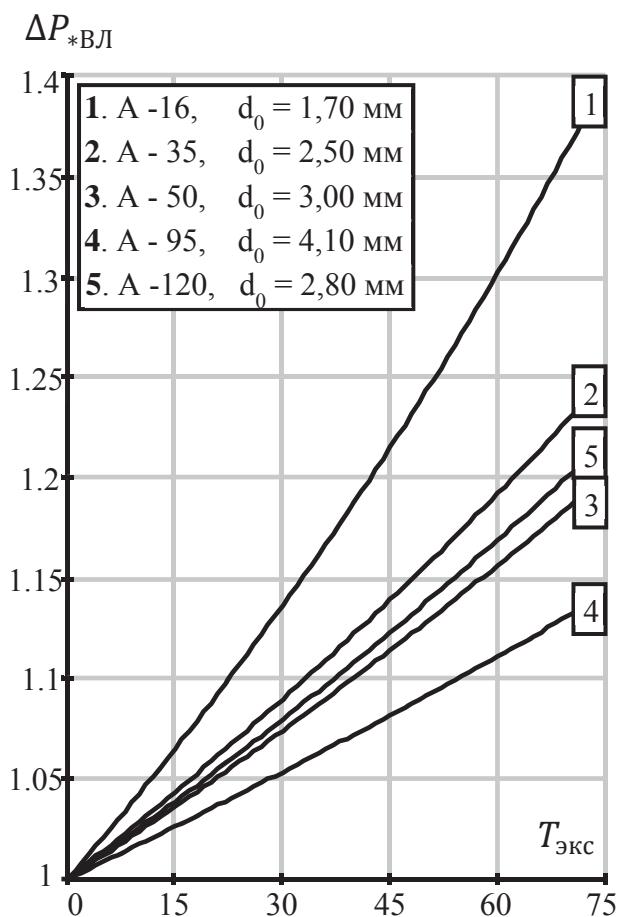


Рисунок 2.2 – Характер изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП в процессе эксплуатации для $\Delta d_0 = 2 \times 1,75$ мкм/год

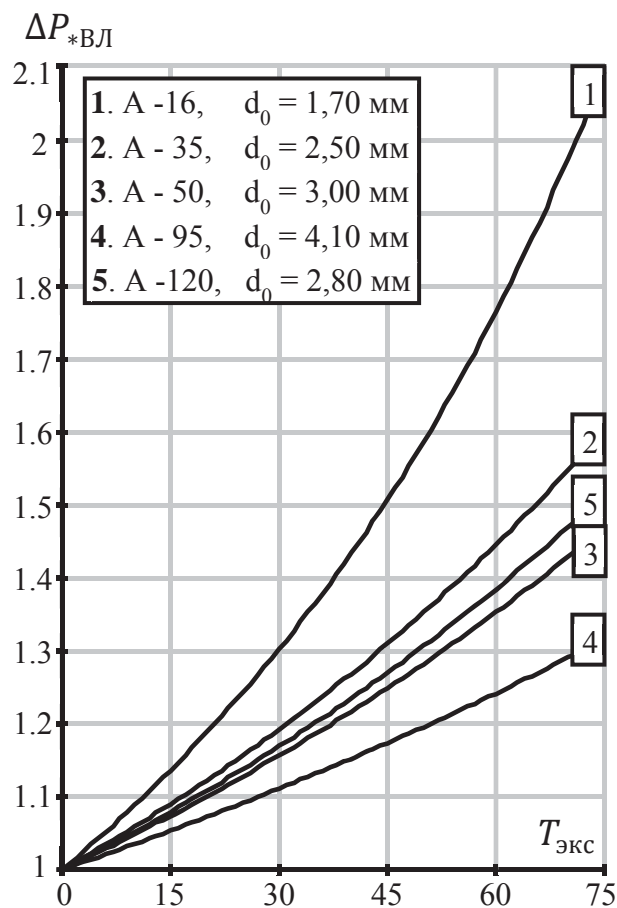


Рисунок 2.3 – Характер изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП в процессе эксплуатации для $\Delta d_0 = 2 \times 3,5$ мкм/год

2.4 Выводы по разделу 2

1. В системах электроснабжения при транспортировке электроэнергии технические потери представляют собой сумму трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей: потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери); потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери); потерь, зависящих от погодных условий (потери на корону). При этом только нагрузочные потери в воздушных ЛЭП при прочих равных условиях изменяются в течение срока эксплуатации.

2. Явление атмосферной коррозии за счет поверхностного разрушения металла в долгосрочной перспективе приводят к уменьшению диаметра алюминиевых проводов (или отдельных проводников многопроволочных проводов) и, соответственно, к уменьшению эффективного сечения проводов воздушных ЛЭП. Скорость химической коррозии определяется, прежде всего, свойствами возникающей при коррозии пленки на поверхности металла, характер которой определяется химическим составом загрязнения атмосферы, а также температурой.

3. Атмосферная коррозия алюминия проводов воздушных линий приводит к уменьшению диаметра алюминиевой жилы провода, в свою очередь значение диаметра провода влияет на значение продольного активного сопротивления ЛЭП и практически не оказывает на значение реактивного сопротивления линии электропередач. Установлена зависимость изменения продольного активного сопротивления воздушных линий, в соответствии с которым значения приращения активного сопротивления проводов зависят от продолжительности эксплуатации воздушной линии, значений стандартных диаметров проволок, формирующих провод, и степени изменения диаметра проволоки провода от коррозии за один год (скорости коррозии).

4. Для условий Украины скорость коррозии для алюминия следует принимать в диапазоне 1,75-3,5 мкм/год (для сельских и городских районов). При этом продольное активное сопротивление фазных алюминиевых проводов, состоящих из проволок минимального стандартного диаметра (1,7 мм) за 30 лет эксплуатации может (при максимальной скорости коррозии) увеличиться на 30 %, а за 70 лет – удвоиться (100 %). Для проводов с максимальным диаметром проволок (4,1 мм), степень нарастания продольного сопротивления уменьшается, и при той же скорости коррозии составит: для 30 лет эксплуатации – 12 %; для 70 лет эксплуатации – 26 %. Нагрузочные потери в воздушных ЛЭП в течение срока их эксплуатации изменяются по тому же закону, что и продольные активные сопротивления.

3. ДИНАМИКА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

3.1 Структура и уровни потерь электроэнергии в силовых трансформаторах

Потери в силовых трансформаторах и автотрансформаторах составляют существенную долю (до 20 %) в общих потерях электроэнергии в электрических сетях и являются одной из составляющих нормативов технологических потерь электроэнергии на её передачу [21, 32]. От точности расчёта потерь электроэнергии холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах зависит точность расчёта нормативов технологических потерь и, в конечном счёте, тариф на услуги по передаче электрической энергии.

Уровень потерь холостого хода и степень снижения КПД в трансформаторе зависит, главным образом, от конструкции магнитопровода и качества трансформаторной стали. Сталь электротехническая представляет собой сплавы железа и кремния (до 4,8 %) и изготавливается в виде листов и лент толщиной от 0,05 до 1 мм. Электротехнические стали очень чувствительны к механическим воздействиям. Поэтому после механической обработки (резка, штамповка и т.п.) их подвергают отжигу. Потери холостого хода в трансформаторах имеют важнейшее эксплуатационное значение, хотя сами по себе они весьма невелики (1,5-0,5 % и ниже от номинальной мощности), являются постоянными и необходимыми для создания электромагнитных полей в трансформаторе. Их долевое участие в общих потерях электрической системы особенно заметно в режиме холостого хода и минимальных нагрузках [10].

На основании сказанного становится понятным, что магнитоупругие явления, связанные с изменением метастабильного состояния ферромагнетика при механических воздействиях, изменяют магнитное состояние металла, что влечет за собой увеличение потерь и снижение КПД трансформатора.

Структура потерь холостого хода в силовых трансформаторах (рисунок 3.1) состоит из [34]:

- магнитных потерь;
- потерь в стальных элементах конструкции остова трансформатора;
- потерь в первичной обмотке от токов намагничивания холостого хода;
- диэлектрических потерь в изоляции.



Рисунок 3.1 – Структура потерь холостого хода в силовом трансформаторе

Потери в стальных элементах конструкции остова трансформатора, вызванные частичным ответвлением главного магнитного потока, относительно невелики и при расчете потерь холостого хода трансформатора учитываются в потерях в стали трансформаторов. Диэлектрические потери в изоляции необходимо учитывать в трансформаторах, работающих при повышенной частоте. На частоте 50 Гц в силовых трансформаторах диэлектрические потери в изоляции незначительны и при расчете потерь холостого хода они также как и основные потери в первичной обмотке, составляющие обычно менее 1 % от потерь холостого хода, не учитываются. Таким образом, основную часть потерь холостого хода в силовом трансформаторе составляют магнитные потери.

В общем случае преобразование активной мощности в трансформаторе сопровождается электрическими потерями в первичной и вторичной обмотках, а также магнитными – в магнитопроводе. Электрические потери связаны с нагреванием первичных и вторичных обмоток, магнитные – с перемагничиванием магнитопровода и возникновением в нем вихревых токов. Баланс мощностей в трехфазном трансформаторе

$$P_1 = \Delta P_{\Sigma 1} + \Delta P_M + \Delta P_{\Sigma 2} + P_2, \quad (3.1)$$

где $P_1 = \sqrt{3}U_1I_1 \cos \varphi_1$ – активная мощность, поступающая из сети в первичную обмотку; $\Delta P_{\Sigma 1} = 3I_1^2r_1$ и $\Delta P_{\Sigma 2} = 3I_2^2r_2$ – электрические потери в первичной и вторичной обмотках; $\Delta P_M = 3I_0^2 \cdot R_M$ – магнитные потери, обусловленные током намагничивания I_0 ; $P_2 = \sqrt{3}U_2I_2 \cos \varphi_2$ – активная мощность, на выходе вторичной обмотки трехфазного трансформатора; U_1I_1 – напряжение и ток первичной обмотки; U_2I_2 – напряжение и ток вторичной обмотки; r_1, r_2 – активные сопротивления первичной и вторичной обмотки; I_0 – ток намагничивания; R_M – активное сопротивление ветви намагничивания.

При неизменных значениях первичного напряжения и частоты тока магнитные потери практически не зависят от загрузки трансформатора и считаются постоянными при большинстве расчетов, их величина определяется при расчетах и испытаниях трансформатора и входит в паспортные данные под названием потери холостого хода. В связи с тем, что в силовых трансформаторах сопротивление первичной обмотки значительно меньше, чем магнитной цепи, считают, что мощность холостого хода равняется магнитным потерям в магнитопроводе.

Однако магнитные потери зависят от степени насыщения магнитопровода, т.е. от уровня первичного напряжения. Для определения потерь в магнитопроводах трансформаторов при напряжении, отличающемся от номинального, существует зависимость:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x \left(\frac{B'}{B_H} \right)^n, \quad (3.2)$$

где ΔP_x , B_H – потери и индукция в магнитопроводе трансформатора при номинальном напряжении соответственно, кВт и Тл; $\Delta P'_x$, B' – потери и индукция при текущем значении напряжения U' соответственно, кВт и Тл; n – показатель, зависящий от сорта стали (1,8-2,0).

Учитывая линейную зависимость между индукцией и напряжением при синусоидальном токе, выражение (3.2) можем записать в виде:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x \left(\frac{U'}{U_H} \right)^n. \quad (3.3)$$

При напряжении, изменяющемся в пределах 10 % от номинального, расчеты для всех типов магнитных сталей выполняют по формуле:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x \left(\frac{U'}{U_H} \right)^2. \quad (3.4)$$

Электрические потери также определяют расчетом (аналитически) и при испытаниях при опыте короткого замыкания. Благодаря низкому напряжению на первичной обмотке трансформатора магнитные потери, пропорциональные квадрату напряжения, имеют незначительную величину. Поэтому мощность короткого замыкания ΔP_k с достаточной точностью определяет электрические потери в обмотках, а также дополнительные в стенках бака и в деталях крепления от потоков рассеяния энергии. В паспортных данных трансформаторов мощность короткого замыкания называется потерями короткого замыкания ΔP_k и определяется при номинальном токе трансформатора. Электрические потери при токах, отличных от номинальных принимают пропорциональными квадрату коэффициента загрузки трансформатора k_3 . Общие потери мощности в трансформаторе при номинальном напряжении:

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_{\kappa_3^2}. \quad (3.5)$$

В общем случае потери энергии в трансформаторе при ступенчатом графике нагрузки равны:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^m \Delta W_{\kappa i},$$

или

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta P_x \left(\frac{U_i}{U_H} \right)^n \cdot t_i + \sum_{i=1}^m \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_i}{S_{\text{TH}}} \right)^2 \cdot t_i, \quad (3.6)$$

где m – количество ступеней графика; t_i – продолжительность i -ой ступени, ч; U_i – напряжение на трансформаторе за i -ую ступень, кВ; S_i – нагрузка трансформатора за i -ую ступень, кВА; S_{TH} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

В основу расчетов технических потерь электроэнергии, в соответствии с действующими методиками [6, 38, 40], принят ряд допущений, которые в разной степени влияют на точность расчета потерь электроэнергии и соответственно могут снижать эффективность мероприятий по энергосбережению. Так, потери мощности холостого хода (ΔP_x) входящие в схему замещения трансформатора принимаются равными паспортным значениям ($\Delta P_{x.\text{пасп.}}$) и считаются неизменными на протяжении всего срока эксплуатации трансформатора. В зависимости от имеющейся исходной информации, потери электроэнергии в магнитопроводе трансформатора, согласно указанным методикам (с учетом выражения (3.5)), могут определяться по следующим формулам:

$$\Delta W_x = \Delta P_{x.\text{пасп.}} \cdot \sum_{i=1}^m T_i \cdot \left(\frac{U_i}{U_H} \right)^2; \quad (3.7)$$

$$\Delta W_x = \Delta P_{x.\text{пасп.}} \cdot T \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.}}}{U_H} \right)^2, \quad (3.8)$$

где T_i – число часов работы трансформатора в i -м режиме, ч; U_i – напряжение на трансформаторе в i -м режиме, кВ; U_n – номинальное напряжение трансформатора, кВ; $U_{ср.}$ – среднее значение напряжения за расчетный период времени T , кВ.

Потери электроэнергии, рассчитанные по формулам (3.7) и (3.8) соответствуют потерям в новом силовом трансформаторе, у которого фактические потери мощности в магнитопроводе равны паспортным значениям, измеренным на заводе-изготовителе. Применение такого расчета для длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторов приводит к недостоверному определению потерь электроэнергии в них, так как при этом не учитывается их реальное состояние. В действительности фактические потери мощности в магнитопроводах трансформаторов не остаются на уровне паспортных значений, а имеют тенденцию к увеличению.

Для упрощения расчетов потерь энергии с учетом ступенчатого графика нагрузки в трансформаторах, как и в линиях, воспользуемся временем максимальных потерь:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P'_x \cdot T_0 + \Delta P'_k \cdot K_3 \cdot \tau_a \quad (3.9)$$

где $\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ип} \cdot \Delta Q_x$ – приведенная мощность потерь холостого хода трансформатора; $\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{им} \cdot \Delta Q_k$ – приведенная мощность потерь короткого замыкания; T_0 – полное число часов присоединения трансформатора к электросети; τ_a – число часов максимальных потерь по активной мощности; $K_3 = I_{ср}/I_{ном.т}$ – коэффициент загрузки трансформатора по току; ΔP_x – потери мощности холостого хода, которые в расчетах принимают равными потерям в стали из каталога; ΔP_k – потери мощности короткого замыкания, которые в расчетах принимают равными потерям в обмотках из каталога; $K_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, который зависит от передачи реактивной мощности, кВт/квар); $\Delta Q_x = S_{тн} \cdot I_x/100$ – постоянная составляющая потерь реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар; $\Delta Q_k = S_{тн} \cdot u_k/100$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар; $I_{ср}$ – средний

ток за учетный период (определяется при помощи показаний счетчиков, имеющихся на данном участке); I_x – ток холостого хода трансформатора, %; $I_{ном.т}$ – номинальный ток трансформатора, А; u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $S_{тн}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

В формуле значения параметров $S_{тн}$, u_k , $I_{ном.т}$, I_x , ΔP_x и ΔP_k выбираются по паспортным данным трансформатора, а при их отсутствии – из каталога.

О необходимости проведения работы по совершенствованию расчетов потерь в силовых трансформаторах с учетом сроков их эксплуатации отмечается в [7]. В работах [22, 23] для силовых трансформаторов напряжением 10(6) кВ номинальной мощностью 20-630 кВА предложена зависимость изменения потерь мощности холостого хода от срока эксплуатации, а работе [5] – для силовых трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ. Эти зависимости не совпадают из-за некоторого различия в конструктивных особенностях и условиях их эксплуатации [5, 7, 22, 23].

Учитывая, что основная часть потерь приходится на распределительные электрические сети 0,38-110(150) кВ [6], то наибольшее внимание следует уделить повышению точности расчета потерь в силовых трансформаторах, эксплуатирующихся именно в этих сетях.

Для повышения точности расчета потерь в силовых трансформаторах необходима корректировка действующей методики, которая будет предусматривать определение потерь электроэнергии не на основе $\Delta P_{х.пасп.}$, а по фактическим потерям мощности в магнитопроводе. Определить фактические потери мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов можно на основании результатов замеров, однако это осложняется тем, что не по всем силовым трансформаторам такие данные имеются. В связи с этим, необходимо разработать математические модели потерь мощности в магнитопроводах, учитывающие сроки эксплуатации силовых трансформаторов и наличие у них капитального ремонта. Данные математические модели позволят более точно рассчитывать потери электроэнергии в магнитопроводах силовых трансформаторов.

Повышение точности расчета потерь электроэнергии в магнитопроводах силовых трансформаторов позволит составить более достоверную структуру потерь электроэнергии в электрических сетях и повысить эффективность мероприятий по энергосбережению.

3.2 Эксплуатационная динамика изменения параметров и потерь в силовых трансформаторах

Технические потери электроэнергии при ее транспортировке в распределительных сетях являются основой норматива, определяющего экономически обоснованный технологический расход электроэнергии [7]. В городских (распределительных) электрических сетях значительной составляющей потерь электроэнергии (до 30 %) являются потери холостого хода трансформаторов [22]. Снижение коэффициентов загрузки трансформаторов вследствие перераспределения электроэнергии увеличивает долю потерь холостого хода в суммарных потерях в трансформаторах. Можно утверждать, что потери электрической энергии в силовых трансформаторах изменяются во времени и динамика этих изменений зависит как минимум от срока и условий эксплуатации, а также от видов и количества повреждений трансформаторов и качества их ремонта.

По данным ОАО "Укрелектроаппарат" (г. Хмельницкий) в Украине по состоянию на 2012 год находится в эксплуатации 197360 силовых трансформаторов. На основании анализа технического состояния и характеристик трансформаторов мощностью 25-2500 кВ·А напряжением до 35 кВ установлено, что 75 % из них было изготовлено в 1970-1980 годах. В эксплуатации находятся трансформаторы проработавшие 40 и более лет, в то время как нормативный срок службы силовых трансформаторов составляет 25 лет. На подавляющем большинстве предприятий в связи с финансовыми трудностями трансформаторы заменяют в зависимости от их фактического состояния, и в ближайшие годы провести замену устаревшего оборудования не представляется возможным. Это приводит к

тому, что значительное количество трансформаторов эксплуатируется сверх нормативного и номинального сроков использования. Согласно [21] число таких трансформаторов на некоторых РЭС приближается к 80 % от числа установленных.

Измерения потерь холостого хода показывают, что в процессе эксплуатации они увеличиваются по сравнению с паспортными данными. Это обусловлено, во-первых, нагревом магнитопроводов в течение длительного времени вследствие перемагничивания сердечников и выделения тепла при работе трансформатора, что вызывает структурные изменения материала магнитопровода (процесс "старения", в результате которых в большинстве случаев ухудшаются их магнитные свойства); во-вторых, механическими воздействиями на магнитопроводы в различных режимах работы (вибрация, электродинамические усилия при коротких замыканиях и т. д.) и при ремонтах трансформаторов [16].

Для оценки изменений величины потерь холостого хода в трансформаторе, определяемых сроком его службы, с целью определения характера динамики, степени влияния различных эксплуатационных факторов на указанный процесс и определения значений коэффициентов, отражающих изменение потерь холостого хода в течение срока службы трансформатора, необходимо чётко представлять физику процессов и причины изменения потерь.

Электротехническая анизотропная сталь является магнитно-мягким материалом и отличается малой площадью петли гистерезиса. Основным параметром, определяющим площадь петли гистерезиса, является коэрцитивная сила, на значение которой оказывают влияние основные факторы: внутренние напряжения и неметаллические включения. Негативное влияние на коэрцитивную силу внутренних напряжений будет зависеть от их амплитуды и величины магнитострикции. Наибольшее отрицательное влияние внутренних напряжений на коэрцитивную силу проявляется, согласно теории Кондорского, когда амплитуда внутренних напряжений соизмерима с толщиной доменных границ [34].

В [20] приведены результаты исследований, которые показали, что неметаллические включения, размеры ($\leq 0,5$ мкм) которых соизмеримы с толщиной доменных границ, приводят к резкому (в 1,3-2,0 раза) росту потерь на гистерезис, при этом практически не оказывая значимого влияния на изменение потерь на вихревые токи. Также отмечается, что неметаллические включения нарушают доменную структуру электротехнической стали, приводят к многочисленным искривлениям и разрывам доменных границ вблизи мелкодисперсных включений.

Следует отметить, что современные технологии и состав оборудования для производства электротехнической стали позволяют исключить или снизить до минимума возможность загрязнения электротехнических сталей включениями углерод- и азотсодержащих фаз. Однако в кремнистых сталях промышленного производства имеются включения кислородсодержащих фаз: оксиды кремния и алюминия, а также нитриды титана, которые способствуют росту потерь на магнитный гистерезис. Электротехнические стали на заключительных стадиях обработки в процессе их производства, а также в процессе обработки у потребителя (резки пластин, штамповки деталей магнитопроводов, навивке тороидальных магнитопроводов и т.п.) могут подвергаться деформациям. Деформации, превышающие предел упругости, приводят к остаточным механическим напряжениям, которые являются следствием остаточных деформаций (искажений) кристаллической решётки, возникающих в стали в результате внешних воздействий: механических, тепловых, электрических, магнитных. Магнитные свойства наиболее чувствительны к остаточным механическим напряжениям, которые приводят к необратимым объёмным изменениям из-за пластических деформаций и сохраняются в стали после снятия нагрузки и способствуют ухудшению магнитных свойств [20].

Проведем анализ эксплуатационных характеристик, основных повреждений и качества ремонтов трансформаторов, приводящих к увеличению потерь холостого хода.

Влияние срока эксплуатации силовых трансформаторов.

В процессе эксплуатации силовые трансформаторы подвергаются различным воздействиям, основные из них: тепловые, импульсные и

коммутационные перенапряжения, перегрузки, короткие замыкания, внешние механические воздействия. В связи с чем, представляет интерес рассмотреть влияние этих воздействий на потери в магнитопроводе трансформатора.

При работе трансформатора электрическая энергия, расходуемая в магнитопроводе и обмотках, выделяется в виде тепла, от которого происходит нагрев магнитопровода. Под влиянием длительных тепловых воздействий в электротехнической стали магнитопровода происходят структурные изменения, называемые процессами старения, ухудшающие ее магнитные свойства и приводящие к увеличению потерь в магнитопроводе трансформатора [20].

Перенапряжения, перегрузки и короткие замыкания могут приводить к нарушению изоляции пластин магнитопровода, изоляции узлов стяжки и прессовки (стяжных шпилек, бандажей, полу бандажей), а также замыканию пластин магнитопровода. Наиболее часто встречаются замыкания пакетов и отдельных листов стали, например, вследствие нарушения изоляции стяжной шпильки, неудовлетворительной шихтовки, смещения консоли с замыканием ее на сталь, нарушение слоя межлистовой изоляции. Замыкание между элементами магнитопровода или между магнитопроводом и баком трансформатора могут возникнуть при транспортировке трансформатора и затем развиваться в ходе его эксплуатации.

В ряде случаев в процессе длительной эксплуатации возможна конденсация влаги на поверхности масла. Попадая на верхнее ярмо, влага проникает между пластинами активной стали в виде водомасляной эмульсии, разрушает межлистовую изоляцию, вызывая коррозию стали.

В результате нарушения изоляции пластин образуются короткозамкнутые контуры, по которым циркулируют вихревые токи. Контур может образовываться как внутри пакета магнитопровода, так и через какую-либо конструктивную металлическую деталь, например через прессующее кольцо и элементы заземления магнитопровода. Причиной образования короткозамкнутого контура может являться зашламливание и загрязнение активной части силового трансформатора.

Все перечисленные выше явления, связанные с образованием токопроводящих замкнутых контуров вокруг основного магнитного потока или его части, приводят к увеличению потерь в магнитопроводе силового трансформатора. Кроме того, увеличение потерь в магнитопроводе трансформатора может быть вызвано ошибками при конструировании, монтаже и ремонтах трансформаторов. Примером этого может служить соединение магнитопровода с баком через прессующий домкрат при выпадении изолирующей прокладки, через заземляющую шину, имеющую излишнюю длину и др. Отмечались случаи соприкосновения крышки бака с деталями серег для подъема активной части при усадке резиновых уплотнений нижнего разъема. В [36] отмечается, что потери холостого хода в длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторах возрастают за счет распрессовки магнитопровода и нарушения изоляции между листами. По данным [2], плохая межлистовая изоляция может вызвать увеличение потерь холостого хода до 10-15 %.

Результаты обследования ряда длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторов свидетельствуют о том, что измеренные потери мощности в магнитопроводе отличаются от паспортных значений, причем указанное различие для некоторых силовых трансформаторов составляет более 50 % [5, 16, 23].

Влияние повреждений в силовых трансформаторах в плане влияния их на увеличение потерь холостого хода проявляется в виде повреждений изоляции пластин стали магнитопровода, локальных повреждений в обмотках и ухудшение свойств трансформаторного масла.

Повреждение изоляции пластин стали магнитопровода возможно и вследствие повышенной вибрация магнитопровода из-за ослабления прессовки магнитопровода, самопроизвольного разболчивания и свободного колебания крепежных деталей, колебания отстающих крайних листов стали в стержнях или ярмах, ослабления прессовки стыков, пробоа или разрушения изолирующих прокладок в стыках. При плохой изоляции листов стали в сердечнике появляется путь для замыкания вихревых токов между листами стали, что в свою очередь может вызвать увеличение потерь холостого хода на 10-30 %.

При работе трансформатора в течении длительного времени ослабляется сжатие листов шихтованного сердечника стяжными шпильками или бандажами, что приводит к частичной распрессовке сердечника трансформатора, вследствие чего появляются паразитные зазоры на пути замыкания потока взаимной индукции. В результате происходит увеличение до 10 % тока холостого хода трансформатора [2]. Одновременно растут потоки рассеяния, вызывающие повышение мощности потерь на путях замыкания этих потоков (в стали бака и других стальных конструктивных элементах – до 20 %). Повышение потерь холостого хода, соответствующее этим процессам, может достигать 5 %.

К повреждениям в обмотках, влияющим на значения потерь холостого хода трансформаторов можно отнести:

- витковое замыкание, возникающее при разрушении витковой изоляции из-за старения в результате естественного износа или длительных перегрузок при недостаточном охлаждении, нарушении изоляции витков из-за механических повреждений в результате толчков или деформации обмоток при коротких замыканиях и других аварийных режимах, обнажении обмоток вследствие понижения уровня масла, дефектах изоляции провода или самого провода, незамеченные при изготовлении обмоток;

- обрыв в обмотках из-за отгорания выводных концов вследствие электродинамических усилий при коротких замыканиях или из-за плохих соединений, выгорания части витков вследствие виткового замыкания в обмотке;

- пробой на корпус из-за дефектности главной изоляции вследствие старения или наличия трещин, ползучего электрического разряда по изоляции, понижения уровня масла, попадания влаги или грязи, перенапряжения, деформации обмоток при коротких замыканиях.

Ухудшение диэлектрических свойств изоляции обмоток и выводов, трансформаторного масла с ростом срока службы приводит к снижению сопротивления изоляции, возрастанию токов утечки и, как следствие, повышению диэлектрических потерь, которые могут достигать 10 % полно-

го значения потерь холостого хода в высоковольтных трансформаторах [2]. Имеющие место в процессе работы трансформатора перегревы (из-за коротких замыканий, ухудшения условий теплоотвода вследствие старения трансформаторного масла и др.) выше допустимых значений приводят к ухудшению магнитных свойств стали сердечника (повышение температуры в течение длительного времени способствует структурным изменениям называемыми процессами старения), увеличению тока холостого хода и повышению потерь холостого хода, которые с течением времени могут достигать 4 % [16].

С ростом срока службы трансформатора происходит ухудшение диэлектрических свойств изоляции обмоток и выводов, трансформаторного масла, в результате происходит снижение сопротивления изоляции, возрастают токи утечки и, как следствие, повышаются диэлектрические потери (они могут достигать 10 % полного значения потерь холостого хода в высоковольтных трансформаторах [2]).

Влияние капитального ремонта силовых трансформаторов на увеличение потерь мощности холостого хода по сравнению с их паспортными значениями может быть весьма существенным. В объем операций при проведении капитального ремонта с разборкой магнитопровода входит расшихтовка верхнего ярма, а при необходимости разборка части или всей магнитной системы, восстановление изоляции пластин или их замена в случае выгорания, резка и шлифовка пластин, сборка магнитопровода. В результате проведения этих операций электротехническая сталь магнитопровода подвергается механическим воздействиям.

Основными причинами увеличения потерь мощности холостого хода после капитальных ремонтов трансформаторов с разборкой магнитопроводов являются:

– механические воздействия на электротехническую сталь магнитопровода [79] (удары по стали, перегибы пластин, набрасывание пластин друг на друга, резка пластин и закатка заусенцев, опрессовка магнитопровода);

- применение электротехнических сталей с худшими магнитными характеристиками, по сравнению с заложеной в магнитопроводе, при осуществлении замены выгоревших пластин;
- проведение ремонта без замены поврежденных пластин, когда их равномерно распределяют по сечению магнитопровода;
- использование старой магнитной системы (с увеличением срока эксплуатации трансформатора происходит рост потерь мощности холостого хода [62]).

Исследователи и эксплуатационники отмечают, что перешихтовка магнитопровода приводит к увеличению потерь в стали на 5-10 %. Некачественная перешихтовка магнитопровода при ремонте трансформатора приводит к повышению потерь холостого хода до 20 %. Замена стали сердечника другой маркой стали (горячекатаной на холоднокатаную), прямых стыков на косые приводит к изменению потерь в магнитопроводе [2]. Дополнительная механическая обработка листов электротехнической стали повышает потери в магнитопроводе на 5-10 %. Отжиг пластин стали снижает удельные потери в них на 15 % [2], но одновременно ухудшает магнитные свойства электротехнической стали магнитопровода и повышает ток холостого хода до 20 % с ростом электрических потерь от него в первичной обмотке.

Существенно на изменение потерь мощности холостого хода трансформатора влияет изменение при ремонте обмоточных данных, изоляционных промежутков, замена трансформаторного масла и твердой изоляции обмоток и выводов. При изменении соотношения напряжения и числа витков в первичной обмотке изменяется магнитный поток в трансформаторе и пропорционально квадрату этого изменения изменяются потери холостого хода в трансформаторе. Кроме того, при работе трансформатора с несимметричной нагрузкой возникают магнитные потоки нулевой последовательности и, как следствие, дополнительные потери холостого хода. По данным [23, 25], потери мощности в магнитопроводе трансформатора после капитального ремонта могут возрасти на 20 % и выше.

3.3 Разработка математической модели изменения потерь мощности в магнитопроводе силового трансформатора

Разработка математических моделей изменения потерь мощности в магнитопроводе трансформаторов осуществлялась в следующем порядке:

- предварительная обработка данных о результатах измерения потерь мощности в магнитопроводах трансформаторов;
- выбор и оценка уровня значимости факторов, влияющих на потери мощности в магнитопроводах трансформаторов;
- определение параметров различных вариантов моделей;
- анализ вариантов моделей с оценкой их адекватности к экспериментальным данным;
- выбор модели.

Выбор и оценка статистической значимости факторов, включаемых в математическую модель, проводилась с помощью корреляционного анализа, который заключался в определении коэффициентов корреляции между переменными и проверке их значимости.

Коэффициент корреляции между переменными определялся по формуле [18, 33]:

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum(y_i - \bar{y})^2}}, \quad (3.10)$$

где x_i – влияющий фактор; \bar{x} – среднее значение влияющего фактора; y_i – значение выходного параметра; \bar{y} – среднее значение выходного параметра.

Если значение коэффициента корреляции находилось ближе к единице, то это подтверждало наличие сильной связи, а если ближе к нулю, то слабой.

После определения коэффициентов корреляции проводилась проверка их статистической значимости с помощью t-критерия Стьюдента. В

ходе проверки выдвигалась нулевая гипотеза (H_0) о равенстве коэффициента корреляции нулю [$H_0: r = 0$]. При проверке этой гипотезы использовалась t -статистика (для совокупностей ($n < 50$)):

$$t = \frac{|r| \cdot \sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}}, \quad (3.11)$$

где n - количество замеров.

Если расчетное значение t получалось больше табличного t_α при заданном уровне значимости $\alpha = 0,05$ и $df = n - 2$, то гипотеза H_0 отвергалась, а коэффициент корреляции признавался статистически значимым.

Выбор типа регрессионной модели, описывающей изменение потерь мощности в магнитопроводе трансформатора, осуществляем по методу перебора различных уравнений. При этом рассматриваем четыре их типа:

$$\hat{y} = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_ix_i; \quad (3.12)$$

$$\hat{y} = a_0 \cdot x_1^{a_1} \cdot x_2^{a_2} \cdot \dots \cdot x_i^{a_i}; \quad (3.13)$$

$$\hat{y} = \exp(a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_ix_i); \quad (3.14)$$

$$\hat{y} = a_0 + \frac{a_1}{x_1} + \frac{a_2}{x_2} + \dots + \frac{a_i}{x_i}, \quad (3.15)$$

где \hat{y} – теоретическое значение выходного параметра; $a_0, a_1, a_2, \dots, a_i$ – постоянные коэффициенты.

Коэффициенты регрессионных моделей (3.12 - 3.15) $a_0, a_1, a_2, \dots, a_i$ определяем с помощью метода наименьших квадратов, который дает наилучшие (состоятельные, эффективные и несмещенные) оценки параметров уравнения регрессии, при условии, если выполняются определен-

ные предпосылки относительно случайного члена (ε) и независимой переменной (x).

Сущность метода наименьших квадратов заключается в нахождении параметров модели $(a_0, a_1, a_2, \dots, a_i)$, при которых минимизируется сумма квадратов отклонений эмпирических значений результативного признака y от теоретических \hat{y} полученных по выбранному уравнению регрессии [8, 18]:

$$\sum (y_i - \bar{y})^2 \rightarrow \min. \quad (3.16)$$

Для однофакторной линейной модели (3.12):

$$F(a_0, a_1) = \sum_{i=1}^n (y - a_0 - a_1 x_1)^2 \rightarrow \min. \quad (3.17)$$

Взяв частные производные функции F по a_0 , a_1 и приравняв полученные выражения к нулю, получим систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial a_0} = \sum_{i=1}^n 2(y - a_0 - a_1 x_1)(-1) = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial a_1} = \sum_{i=1}^n 2(y - a_0 - a_1 x_1)(-x_1) = 0 \end{cases}. \quad (3.18)$$

В результате преобразований система уравнений принимает вид:

$$\begin{cases} na_0 + \left(\sum_{i=1}^n x_1 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n y \\ \left(\sum_{i=1}^n x_1 \right) a_0 + \left(\sum_{i=1}^n x_1^2 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n yx_1 \end{cases}. \quad (3.19)$$

$$a_0 = \frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n y & \sum_{i=1}^n x_1 \\ \sum_{i=1}^n yx_1 & \sum_{i=1}^n x_1^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_1 \\ \sum_{i=1}^n x_1 & \sum_{i=1}^n x_1^2 \end{vmatrix}} ; \quad a_1 = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n y \\ \sum_{i=1}^n x_1 & \sum_{i=1}^n yx_1 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_1 \\ \sum_{i=1}^n x_1 & \sum_{i=1}^n x_1^2 \end{vmatrix}}. \quad (3.20)$$

Решив систему уравнений (3.19) с помощью матриц и определителей (3.20), получим значения неизвестных коэффициентов a_0 , a_1 . Подставляя найденные коэффициенты в (3.12), получим искомую регрессионную модель.

Для определения коэффициентов регрессионных моделей (3.13), (3.14) и (3.15) их следует привести к линейному виду. После преобразований они принимают вид:

$$\begin{aligned} \lg y &= \lg(a_0 \cdot x_1^{a_1} \cdot x_2^{a_2} \cdot \dots \cdot x_i^{a_i}) = \\ &= \lg a_0 + a_1 \lg x_1 + a_2 \lg x_2 + \dots + a_i \lg x_i; \end{aligned} \quad (3.21)$$

$$\ln y = \ln(e^{a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_i x_i}) = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_i x_i; \quad (3.22)$$

$$y = a_0 + \frac{a_1}{x_1} + \frac{a_2}{x_2} + \dots + \frac{a_i}{x_i}. \quad (3.23)$$

Коэффициенты регрессионных моделей (3.21), (3.22) и (3.23) определяем аналогично, как и для линейной регрессионной модели с помощью метода наименьших квадратов. Определив коэффициенты a_0 , a_1 , a_2, \dots , a_i и подставив их в (3.13), (3.14), (3.15), получим искомые регрессионные модели.

При проверке значимости коэффициентов регрессии выдвигается гипотеза H_0 о том, что коэффициент регрессии статистически незначительно отличается от нуля и тем самым предполагается, что фактор не оказывает влияние на результат y . Коэффициент модели a_0 , a_1 , a_2, \dots , a_i признается статистически значимым, если расчетное значение t-критерия Стьюдента t_{a_i} получается больше табличного t_α при заданном уровне значимости $\alpha = 0,05$ и числе степеней свободы $df = n - k - 1$. Гипоте-

за H_0 в этом случае отвергается. Расчетное значение t-критерия Стьюдента при проверке значимости коэффициентов модели [18, 8]:

$$t_{a_i} = \frac{|a_i|}{\sigma_{a_i}}, \quad (3.24)$$

где σ_{a_i} – дисперсии коэффициентов регрессии, которые определяем по следующим формулам:

$$\sigma_{a_1}^2 = \frac{\sigma^2}{n}; \quad (3.25)$$

$$\sigma_{a_i}^2 = \frac{\sigma^2}{\sum_{i=2}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad (3.26)$$

где σ – остаточная дисперсия.

Остаточную дисперсию определяем по формуле:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n - k - 1} \cdot \sum (y_i - \hat{y}_i)^2, \quad (3.27)$$

где y_i – значение выходного параметра; \hat{y}_i – теоретическое значение выходного параметра (рассчитанное по уравнению регрессии); k – число факторов.

Доверительный интервал для коэффициентов регрессии вычисляется по формуле:

$$\Delta a_i = \pm t_{\alpha} \cdot \sigma_{a_i}. \quad (3.28)$$

Коэффициенты уравнения регрессии в случае своей значимости попадают в пределы доверительного интервала. Для рассматриваемых типов регрессионных уравнений определялся коэффициент детерминации [8, 18]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}. \quad (3.29)$$

Коэффициент детерминации может находиться в пределах от нуля до единицы. Чем ближе он к единице, тем точнее построенная модель. С учетом этого, из рассматриваемых типов моделей, для описания изменения потерь в магнитопроводе трансформатора выбирались модели, имеющие наибольший коэффициент детерминации.

Адекватность регрессионных моделей экспериментальным данным проверялась с помощью F-критерия Фишера [8, 18]:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 / k}{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 / (n - k - 1)}. \quad (3.30)$$

Полученное значение F сравнивалось с табличным $F_\alpha(\alpha, k, n - k - 1)$. Если $F \geq F_\alpha$, то считалось, что уравнение регрессии адекватно описывает процесс изменения потерь в магнитопроводе трансформатора с принятой достоверностью $\alpha = 0,05$.

3.4 Математическая модель эксплуатационного изменения потерь мощности в трансформаторах 150 кВ

При разработке математической модели эксплуатационного изменения потерь мощности в магнитопроводе силовых трансформаторов напряжением 150 кВ использовались статистические данные, приведенные в таблице 3.1.

В регрессионной модели за выходной параметр y_i принималось превышение измеренных потерь мощности в магнитопроводе над паспортными значениями, %:

$$y_i = d\Delta P_{x.i} = \frac{(\Delta P_{x.изм.i} - \Delta P_{x.пасп.i})}{\Delta P_{x.пасп.i}} \cdot 100, \quad (3.31)$$

где $\Delta P_{x.изм.i}$ – измеренные потери мощности холостого хода i -го силового трансформатора, кВт; $\Delta P_{x.пасп.i}$ – паспортные потери мощности холостого хода i -го силового трансформатора, кВт.

Таблица 3.1.

**Экспериментальные данные измерения потерь мощности
в магнитопроводах силовых трансформаторов напряжением 150 кВ
ПАО "ДТЭК Днепрооблэнерго" и ОАО "Запорожьеоблэнерго"**

№ п.п.	Тип трансформатора	S_n , МВА	T_z , лет	$\Delta P_{x.пасп.}$, кВт	$\Delta P_{x.изм.}$, кВт
1	2	3	4	5	6
1	ТРДН-32000/158/6,3	32	3	22,37	28,02
2	ТРДН-40000/158/6,3	40	4	19,29	23,97
3	ТРДН-63000/158/38,5/10,5	63	4	127,65	136,97
4	ТРДН-32000/158/6,3/6,3	32	5	33,73	32,38
5	ТРДН-63000/158/38,5/10,5	63	7	44,65	61,14
6	ТРДН-63000/158/10,5/10,5	63	8	40,98	60,73
7	ТДТН-63000/150/35/6	63	13	43,32	57,04
8	ТРДН-63000/158/10,5/10,5	63	13	75,06	89,85
9	ТРДН-63000/158/38,5/10,5	63	13	127,65	155,04
10	ТРДН-63000/158/38,5/6,6	40	13	36,28	49,88
11	ТРДН-63000/158/10,5/10,5	63	14	78,89	84,26
12	ТДТН-40000/150/10	40	15	68,91	79,40
13	ТРДН-63000/158/10,5/10,5	63	15	41,5	73,69
14	ТРДН-63000/158/38,5/10,5	63	15	127,65	166,55
15	ТРДН-63000/158/6,3/6,3	63	16	37,36	52,20
16	ТДТН-40000/158/38,5/10	40	17	32,36	42,57
17	ТДТН-40000/150/10	40	17	70,61	81,64
18	ТРДН-63000/158/38,5/6,6	63	17	45,01	51,93
19	ТРДН-63000/158/6,3/6,3	32	18	32,28	41,00
20	ТРДН-63000/158/38,5/6,6	63	19	45,01	64,85

1	2	3	4	5	6
21	ТДТН-40000/158/11/6,6	40	20	31,4	40,36
22	ТДТН-40000/150/35/6	40	20	28,27	35,95
23	ТДТН-25000/150/35/10	25	21	21,62	24,89
24	ТДТН-40000/150/35/10	40	24	48,56	62,17
25	ТДТН-25000/150/35/10	25	24	31,88	40,07
26	ТДТН-40000/158/11/6,6	40	24	53,06	70,07
27	ТДТН-40000/150/35/10	40	24	35,63	47,69
28	ТДТН-40000/150/35/6	40	25	21,28	25,35
29	ТДТН-40000/150/35/6	40	26	18,54	23,65
30	ТДТН-40000/150/35/6	40	27	41,81	46,73
31	ТДТН-63000/158/38,5/6,6	63	27	72	111,56
32	ТРДН-32000/150/6,3	32	28	40,89	51,48
33	ТДТН-25000/150/35/10	25	28	35,2	44,94
34	ТДТН-40000/150/35/6	40	28	20,53	26,11
35	ТДТН-25000/150/6	25	30	30,37	36,70
36	ТДТН-40000/150/35/6	40	30	46,64	63,28
37	ТРДН-32000/158/6,3	32	30	42,34	48,78
38	ТДТН-25000/150/35/10	25	30	24,44	32,71
39	ТДТН-25000/150/35/10	25	30	22,77	30,91
40	ТДТН-32000/150/6,3	32	30	37,98	44,32
41	ТРДН-32000/158/10,5	32	32	38,93	56,98
42	ТРДН-32000/150/6-10	32	33	36,23	44,55
43	ТДТН-25000/158/38,5/6,6	25	33	30,95	39,91
44	ТДТН-25000/158/38,5/6,6	25	34	31,97	36,73
45	ТРДН-32000/158/10,5	32	35	33,78	47,94
46	ТРДН-32000/150/6	32	37	27,19	41,81
47	ТДТН-25000/150/35/10	25	38	24,79	35,45
48	ТДТН-25000/150/35/10	25	39	26,42	37,95

На основании имеющихся статистических данных в качестве основных факторов оказывающих влияние на эксплуатационное изменение потерь мощности в магнитопроводе, предварительно выбраны: x_1 – срок эксплуатации трансформатора (T_3), лет; x_2 – номинальная мощность (S_H), МВА; x_3 – паспортные потери мощности холостого хода ($\Delta P_{x.пасп.}$), кВт.

Нормальность распределения подтверждена проверкой по среднему абсолютному отклонению и χ^2 -критерию.

Важной предпосылкой построения качественной регрессионной модели по методу наименьших квадратов является независимость значений случайных отклонений от значений отклонений во всех других наблюдениях. Это гарантирует отсутствие коррелированности между любыми отклонениями, а также между соседними отклонениями. Согласно критерию Дарбина-Уотсона автокорреляция остатков отсутствует.

Проверка при помощи теста ранговой корреляции Спирмена подтвердила гипотезу об отсутствии гетероскедастичности. Это значит, что для каждого значения фактора x_i остатки ε_i имеют одинаковую дисперсию.

Отбор статистически значимых факторов, влияющих на результативный признак, осуществлялся по значению коэффициентов корреляции и их статистической значимости. Найденные значения коэффициентов корреляции и t-статистики, характеризующие взаимосвязь между переменными, приведены в таблице 3.2.

Из рассматриваемых факторов x_1, x_2, x_3 корреляционным анализом отобран статистически значимый фактор x_1 , который целесообразно включить в модель, так как коэффициент корреляции r_{yx_1} достаточно высок (по шкале Чеддока: связь между признаком y и фактором x_1 заметная) и удовлетворяет t-критерию Стьюдента при выбранном уровне значимости $\alpha = 0,05$ ($t > t_\alpha$). В свою очередь, x_2 и x_3 обладают очень слабой связью с y вследствие низких коэффициентов корреляции r_{yx_2}, r_{yx_3} и невыполнения t-критерия Стьюдента, что позволяет не включать их в модель.

Таблица 3.2

Коэффициенты корреляции и t-статистики

U , кВ	Кол-во тр-ров, охваченных за- мерами, шт.	r_{yx_1}/t	r_{yx_2}/t	r_{yx_3}/t	t_α
150	48	0,537 / 4,364	-0,11 / 0,756	0,201 / 1,404	1,6787

Исходя из результатов корреляционного анализа, приступаем к разработке однофакторной регрессионной модели, в которую включен фактор T_Σ .

Если предположить, что регрессионная модель представлена линейной функцией (3.12), то с учетом принятых обозначений она имеет вид:

$$d\Delta P_{x.i} = a_0 + a_1 T_{\Sigma i}. \quad (3.32)$$

Коэффициенты a_0 , a_1 регрессионной модели (3.32) найдены по методу наименьших квадратов:

$$\begin{aligned} F(a_0, a_1) &= \sum_{i=1}^n (d\Delta P_{x.i} - d\Delta \hat{P}_x)^2 = \\ &= \sum_{i=1}^n (d\Delta P_{x.i} - a_0 - a_1 T_{\Sigma i})^2 \rightarrow \min. \end{aligned} \quad (3.33)$$

Взяв частные производные функции (3.33) по a_0 , a_1 и приравняв полученные выражения к нулю, получим необходимые условия минимума, образующие систему уравнений:

$$\begin{cases} na_0 + \left(\sum_{i=1}^n T_{\Sigma i} \right) a_1 = \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} \\ \left(\sum_{i=1}^n T_{\Sigma i} \right) a_0 + \left(\sum_{i=1}^n T_{\Sigma i}^2 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n (d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\Sigma i}) \end{cases}. \quad (3.34)$$

$$a_0 = \frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n (d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\text{э}i}) & \sum_{i=1}^n x_1^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \end{vmatrix}}; \quad (3.35)$$

$$a_1 = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n (d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\text{э}i}) \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \end{vmatrix}}.$$

Решив систему уравнений (3.34) с помощью матриц и определителей (3.35), получили значения коэффициентов a_0 , a_1 регрессионной модели (3.32).

В случае если регрессионная модель представлена степенной функцией (3.13), то она имеет вид:

$$d\Delta P_{x.i} = a_0 \cdot T_{\text{э}i}^{a_1}. \quad (3.36)$$

Перед нахождением коэффициентов регрессионной модели (3.36) она была приведена к линейному виду:

$$\lg d\Delta P_{x.i} = \lg(a_0 \cdot T_{\text{э}i}^{a_1}) = \lg a_0 + a_1 \cdot \lg T_{\text{э}i}. \quad (3.37)$$

Постоянные коэффициенты регрессионной модели (3.37) определены с помощью метода наименьших квадратов:

$$F(a_0, a_1) = \sum_{i=1}^n (\lg d\Delta P_{x.i} - \lg a_0 - a_1 \cdot \lg T_{\text{э}i})^2 \rightarrow \min. \quad (3.38)$$

Продифференцировав функции (3.38) по a_0 , a_1 получили систему уравнений:

$$\begin{cases} n \cdot \lg a_0 + \left(\sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} \right) a_1 = \sum_{i=1}^n \lg d\Delta P_{x.i} \\ \left(\sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} \right) \lg a_0 + \left(\sum_{i=1}^n (\lg T_{\text{э}i})^2 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n (\lg d\Delta P_{x.i} \cdot \lg T_{\text{э}i}) \end{cases} \quad (3.39)$$

$$a_0 = 10^{\frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n \lg d\Delta P_{x.i} & \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n (\lg d\Delta P_{x.i} \cdot \lg T_{\text{э}i}) & \sum_{i=1}^n (\lg T_{\text{э}i})^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n (\lg T_{\text{э}i})^2 \end{vmatrix}}};$$

$$a_1 = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \lg d\Delta P_{x.i} \\ \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n (\lg d\Delta P_{x.i} \cdot \lg T_{\text{э}i}) \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n \lg T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n (\lg T_{\text{э}i})^2 \end{vmatrix}}. \quad (3.40)$$

Решив систему уравнений (3.39), получили значения постоянных коэффициентов a_0 , a_1 (3.40) регрессионной модели (3.36).

Если регрессионная модель представлена экспоненциальной функцией (3.5), то она имеет вид:

$$d\Delta P_{x.i} = a_0 e^{a_1 T_{\text{э}i}}. \quad (3.41)$$

Приводим регрессионную модель (3.41) к линейному виду:

$$\ln d\Delta P_{x.i} = \ln(a_0 e^{a_1 T_{\text{э}i}}) = \ln a_0 + a_1 T_{\text{э}i}. \quad (3.42)$$

Постоянные коэффициенты регрессионной модели (3.42) определены по методу наименьших квадратов:

$$F(a_0, a_1) = \sum_{i=1}^n (\ln d\Delta P_{x.i} - \ln a_0 - a_1 T_{\text{э}i})^2 \rightarrow \min. \quad (3.43)$$

Определив частные производные функции (3.43) по a_0 , a_1 и приравняв полученные выражения к нулю, получили систему уравнений:

$$\begin{cases} n \ln a_0 + \left(\sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \right) a_1 = \sum_{i=1}^n \ln d\Delta P_{x.i} \\ \left(\sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \right) \ln a_0 + \left(\sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n (\ln d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\text{э}i}) \end{cases}. \quad (3.44)$$

$$a_0 = \exp \left(\frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n \ln d\Delta P_{x.i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n (\ln d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\text{э}i}) & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \end{vmatrix}} \right);$$

$$a_1 = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \ln d\Delta P_{x.i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n (\ln d\Delta P_{x.i} \cdot T_{\text{э}i}) \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} \\ \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i} & \sum_{i=1}^n T_{\text{э}i}^2 \end{vmatrix}}. \quad (3.45)$$

Решив систему уравнений (3.44), получили значения постоянных коэффициентов a_0 , a_1 (3.45) регрессионной модели (3.41).

Предположим, что регрессионная модель является гиперболической функцией (3.15), т.е. имеет вид:

$$d\Delta P_{x.i} = a_0 + \frac{a_1}{T_{\text{э}i}}. \quad (3.46)$$

Для определения постоянных коэффициентов a_0 , a_1 преобразуем регрессионную модель (3.46) к линейному виду:

$$d\Delta P_{x.i} = a_0 + a_1 \frac{1}{T_{\text{э}i}}. \quad (3.47)$$

Постоянные коэффициенты регрессионной модели (3.47) определены по МНК:

$$F(a_0, a_1) = \sum_{i=1}^n \left(d\Delta P_{x.i} - a_0 - a_1 \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right)^2 \rightarrow \min. \quad (3.48)$$

Взяв частные производные функции (3.48) по a_0 , a_1 и приравняв полученные выражения к нулю, получим необходимые условия минимума, образующие систему уравнений:

$$\begin{cases} na_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right) a_1 = \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} \\ \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right) a_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}^2} \right) a_1 = \sum_{i=1}^n \left(d\Delta P_{x.i} \cdot \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right) \end{cases}. \quad (3.49)$$

$$a_0 = \frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} \\ \sum_{i=1}^n \left(d\Delta P_{x.i} \cdot \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right) & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}^2} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} \\ \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}^2} \end{vmatrix}};$$

$$a_1 = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n d\Delta P_{x.i} \\ \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} & \sum_{i=1}^n \left(d\Delta P_{x.i} \cdot \frac{1}{T_{\text{э}i}} \right) \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} \\ \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}} & \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_{\text{э}i}^2} \end{vmatrix}}. \quad (3.50)$$

Решив систему уравнений (3.49) с помощью матриц и определителей, получили значения постоянных коэффициентов a_0 , a_1 (3.50) регрессионной модели (3.46).

В соответствии с порядком разработки математической модели проверку значимости коэффициентов моделей осуществляли по t-критерию Стьюдента (3.24), а адекватность моделей оценивали по

F-критерию Фишера (3.30). Разработанные регрессионные модели и их параметры, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Однофакторные регрессионные модели изменения потерь мощности (%) в магнитопроводе силового трансформатора 150 кВ

Регрессионная модель (%)	t_{a_0}	t_{a_1}	R^2	F	t_α	F_α
$d\Delta P_{x.i} = 12,52 + 0,64 \cdot T_{\Delta i}$	3,38	4,15	0,27	17,16	2,01	4,05
$d\Delta P_{x.i} = 5,55 \cdot T_{\Delta i}^{0,49}$	5,48	4,74	0,33	22,41		
$d\Delta P_{x.i} = 12,4 e^{0,029 \cdot T_{\Delta i}}$	15,31	4,29	0,285	18,37		
$d\Delta P_{x.i} = 32,46 - \frac{86,82}{T_{\Delta i}}$	14,49	3,59	0,22	12,88		

Проверка моделей по F-критерию Фишера показала, что все рассмотренные модели для силовых трансформаторов напряжением 150 кВ являются адекватными, т.к. удовлетворяют F-критерию Фишера ($F > F_\alpha$). Наиболее точной из построенных регрессионных моделей является степенная, имеющая наибольший коэффициент детерминации (R^2). Поэтому для описания процесса изменения потерь мощности (%) в магнитопроводе силовых трансформаторов выбрана степенная регрессионная модель.

$$d\Delta P_{x.i} = 5,55 \cdot T_{\Delta i}^{0,49}. \quad (3.51)$$

3.5 Оценка изменения потерь холостого хода силовых трансформаторов в процессе эксплуатации

На рисунке 3.2 представлены результаты аппроксимации отклонений потерь мощности в магнитопроводах трансформаторов 150 кВ в процессе эксплуатации степенной функцией.

Однофакторную регрессионную модель можно использовать для корректировки паспортных потерь мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся трансформаторов напряжением 150 кВ. В этом случае они принимают вид:

$$\Delta P_{x.150} = \Delta P_{x \text{ пасп.}} \cdot \left(1 + 5,55 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{0,49}}{100} \right). \quad (3.52)$$

Скорректированные паспортные потери мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся трансформаторов напряжением 150 кВ в относительных единицах:

$$\Delta P_{*x.150} = \frac{\Delta P_{x.150}}{\Delta P_{x \text{ пасп.}}} = 1 + 5,55 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{0,49}}{100}. \quad (3.53)$$

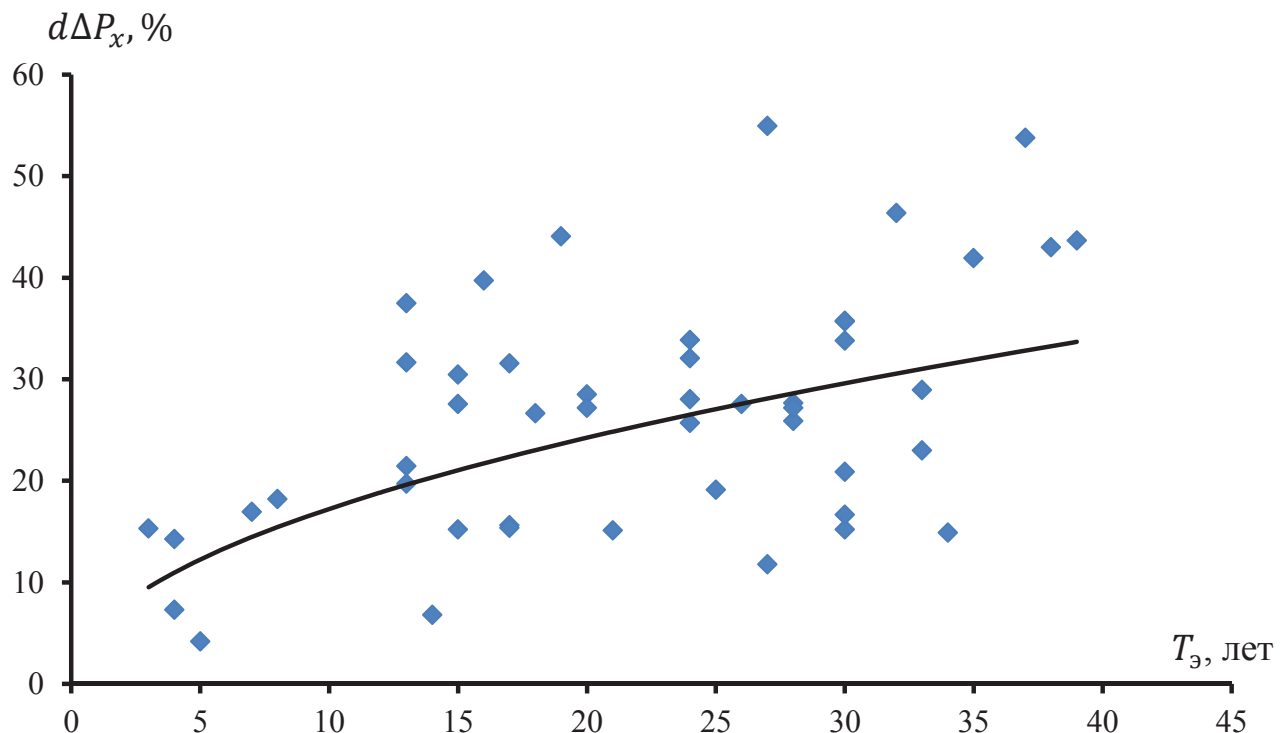


Рисунок 3.2 – Аппроксимация отклонения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 150 кВ в процессе эксплуатации

На рисунке 3.3 изображен характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 150 кВ в процессе эксплуатации в относительных единицах.

Для получения и оценки общей картины изменения в процессе эксплуатации потерь холостого хода в силовых трансформаторах различных классов напряжений, следует, в дополнение полученной нами математической модели для трансформаторов напряжением 150 кВ, рассмотреть и оценить математические модели изменения потерь мощности в магнитопроводе силовых трансформаторов с первичным напряжением 10(6), 35 и 110 кВ. Из-за различия в конструктивных особенностях силовых трансформаторов различных ступеней напряжения и условиях их эксплуатации зависимости величин потерь в магнитопроводе от срока эксплуатации будут различными.

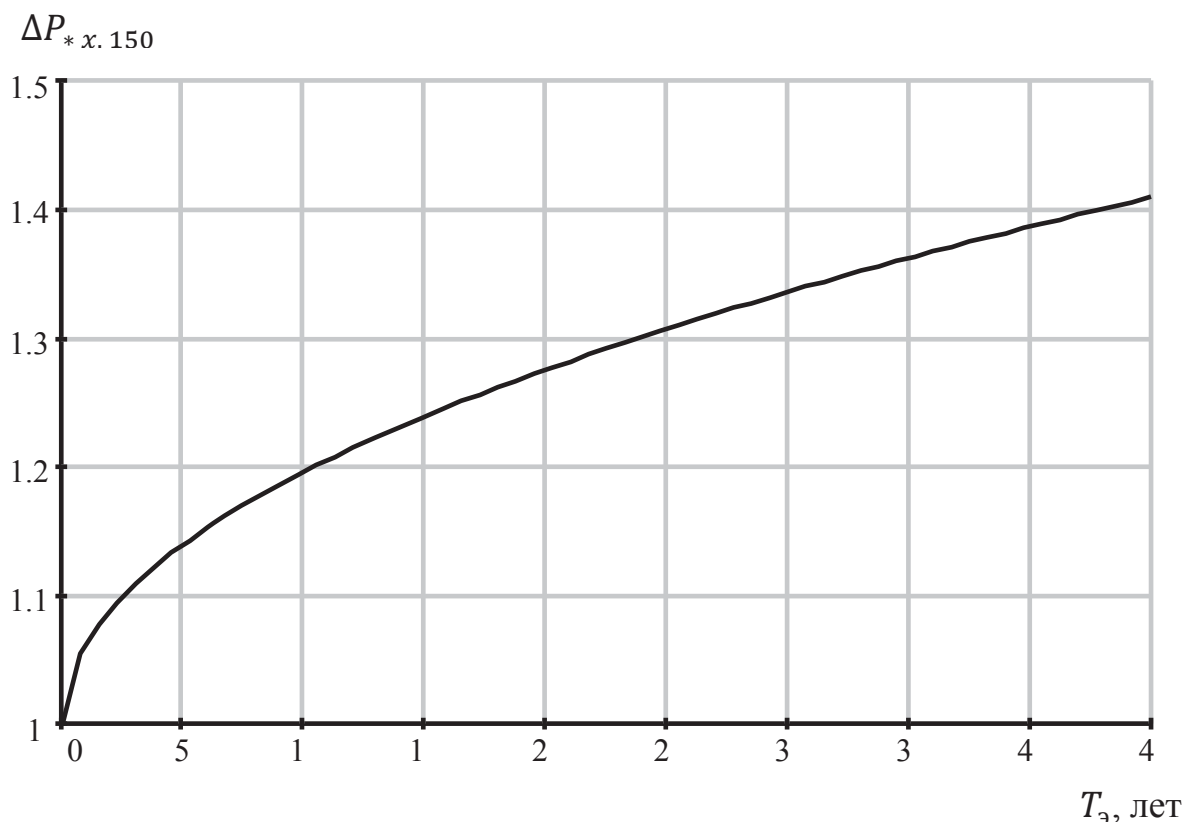


Рисунок 3.3 – Характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 150 кВ в процессе эксплуатации

Согласно исследованиям [22, 25] статистический анализ распределительных сетей 10(6) кВ показал существенное возрастание потерь холостого хода трансформаторов с течением срока службы. При этом для трансформаторов со сроком службы до 20 лет допустимо принимать, с погрешностью до 8 %, потери холостого хода равными паспортным. Для трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери холостого хода возрастают в среднем с интенсивностью 1,75 % в год. Наиболее точно зависимость описывается аппроксимирующей моделью в виде степенного уравнения

$$d\Delta P_{x.i} = -25,32 + T_{\varepsilon i}^{1,0935}. \quad (3.54)$$

Следовательно, получим скорректированные паспортные потери мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся трансформаторов напряжением 10(6) кВ

$$\Delta P_{x.10(6)} = \Delta P_{x \text{ пасп.}} \cdot \left(1 + \frac{T_{\varepsilon i}^{1,0935} - 25,32}{100} \right). \quad (3.55)$$

Эти же потери, но в относительных единицах

$$\Delta P_{*x.10(6)} = \frac{\Delta P_{x.10(6)}}{\Delta P_{x \text{ пасп.}}} = 1 + \frac{T_{\varepsilon i}^{1,0935} - 25,32}{100}. \quad (3.56)$$

Другой причиной увеличения потерь мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся трансформаторов напряжением 10(6) кВ, согласно исследованиям [16] является капитальный ремонт трансформатора с расшихтовкой магнитопровода, необходимость проведения которого вызывается повреждением обмоток, магнитной системы или износом их изоляции. При этом разработана математическая модель, характеризующая изменение потерь мощности в магнитопроводе трансформаторов 10(6)/0,4 кВ мощностью до 630 кВА после проведения капитального ремонта. Скорректированные паспортные потери мощности трансформатора

торов напряжением 10(6) кВ после проведения капитального ремонта имеют вид

$$\Delta P_{x.\text{рем.10(6)}} = \Delta P_{x \text{ пасп.}} \cdot \left(1 + \frac{82,2 \cdot S_{\text{ТН}}^{-0,19}}{100} \right), \quad (3.57)$$

где $S_{\text{ТН}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Исходя из вышеперечисленного, выведем скорректированные паспортные потери мощности в магнитопроводе для силовых трансформаторов 10(6)/0,4 кВ мощностью до 630 кВА после проведения капитального ремонта и с учетом срока эксплуатации

$$\Delta P_{x.\text{э.рем}} = \Delta P_{x \text{ пасп.}} \cdot \left(1 + \frac{T_{\text{э}i}^{1,0935} - 25,32 + 82,2 \cdot S_{\text{ТН}}^{-0,19}}{100} \right), \quad (3.58)$$

или

$$\Delta P_{* x.\text{э.рем}} = \frac{\Delta P_{x.\text{э.рем}}}{\Delta P_{x \text{ пасп.}}} = 1 + \frac{T_{\text{э}i}^{1,0935} - 25,32 + 82,2 \cdot S_{\text{ТН}}^{-0,19}}{100}. \quad (3.59)$$

На рисунке 3.4 показаны зависимости для корректировки паспортных потерь мощности в магнитопроводе для силовых трансформаторов 10(6)/0,4 кВ мощностью до 630 кВА без проведения капитального ремонта (кривые 1, 2) и после проведения капитального ремонта (кривые 4, 5) с учетом срока эксплуатации в относительных единицах.

Кривые 1 и 2 являются одной зависимостью отличающиеся только интервалом срока эксплуатации согласно вышеприведенным рекомендациям, согласно которым при $T_{\text{э}} \geq 20$ годам следует пользоваться формулой (3.53-3.54) (кривая 1), иначе в расчетах используются паспортные данные (кривая 3). Кривые 4 и 5 характеризуют зависимости для корректировки паспортных потерь с учетом проведения капитального ремонта для крайних значений номинальной мощности исследуемых трансформаторов – 630 и 20 кВА соответственно. Другими словами после капиталь-

ного ремонта точка, находящаяся на кривой 1 или 3 (в зависимости от значения $T_{\text{э}}$) смещается вертикально и в зависимости от значения $S_{\text{н}}$ попадает в зону, которая ограничена кривыми 4 и 5 и в дальнейшем перемещается вдоль кривой, рассчитанной по формуле (3.57).

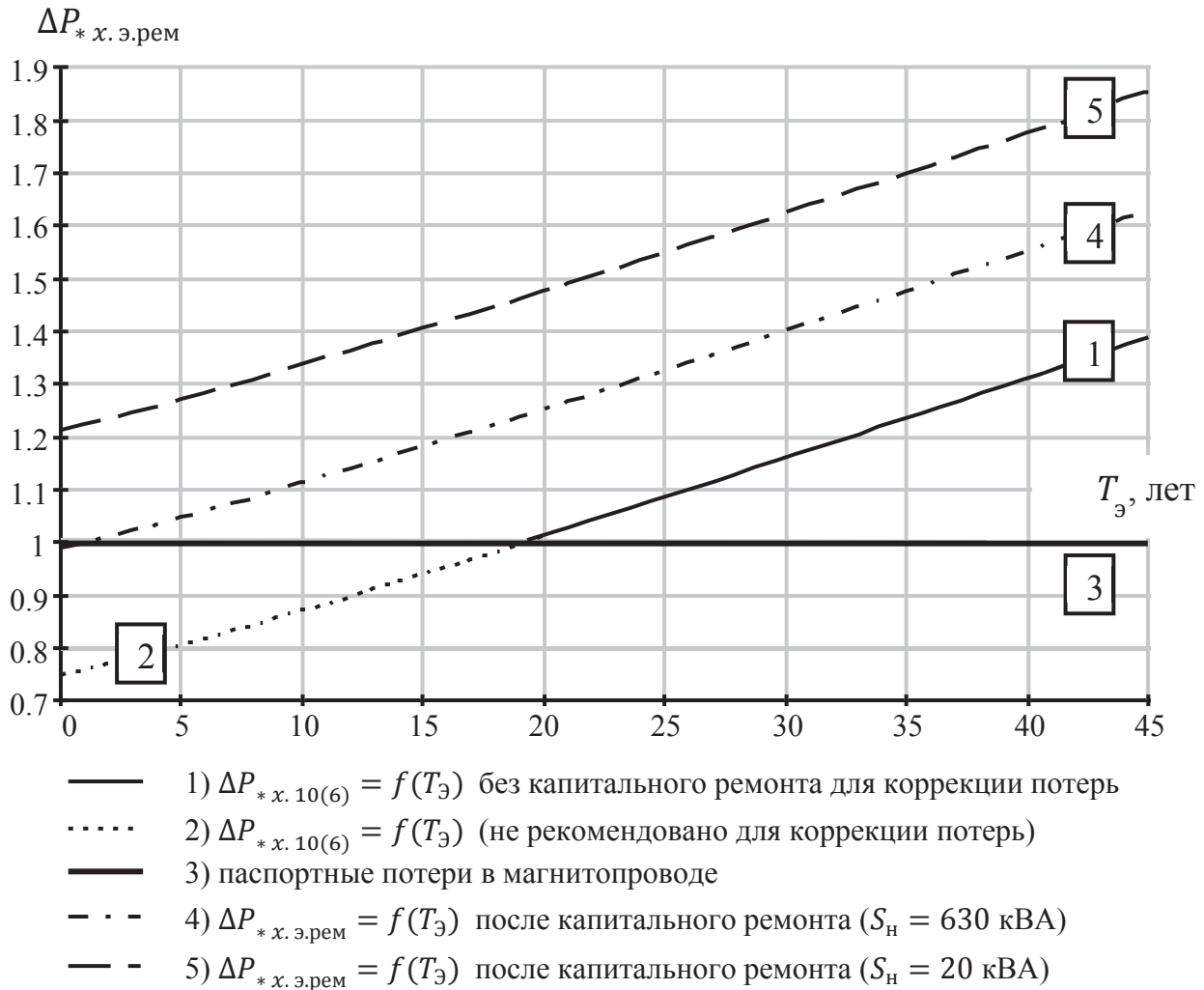


Рисунок 3.4 – Характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 10(6) кВ в процессе эксплуатации

Для силовых трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ разработаны однофакторные регрессионные математические модели [5] изменения потерь мощности в магнитопроводах в процессе эксплуатации:

$$\Delta P_{\text{х.35}} = \Delta P_{\text{х.пасп.}} \cdot \left(1 + 0,66 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,12}}{100} \right); \quad (3.60)$$

$$\Delta P_{x.110} = \Delta P_{x \text{ пасп.}} \cdot \left(1 + 1,07 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,02}}{100} \right). \quad (3.61)$$

Скорректированные паспортные потери мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ в относительных единицах:

$$\Delta P_{*x.35} = \frac{\Delta P_{x.35}}{\Delta P_{x \text{ пасп.}}} = 1 + 0,66 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,12}}{100}. \quad (3.62)$$

$$\Delta P_{*x.110} = \frac{\Delta P_{x.110}}{\Delta P_{x \text{ пасп.}}} = 1 + 1,07 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,02}}{100}. \quad (3.63)$$

На рисунке 3.5 изображен характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 35 и 110 кВ в процессе эксплуатации в относительных единицах.

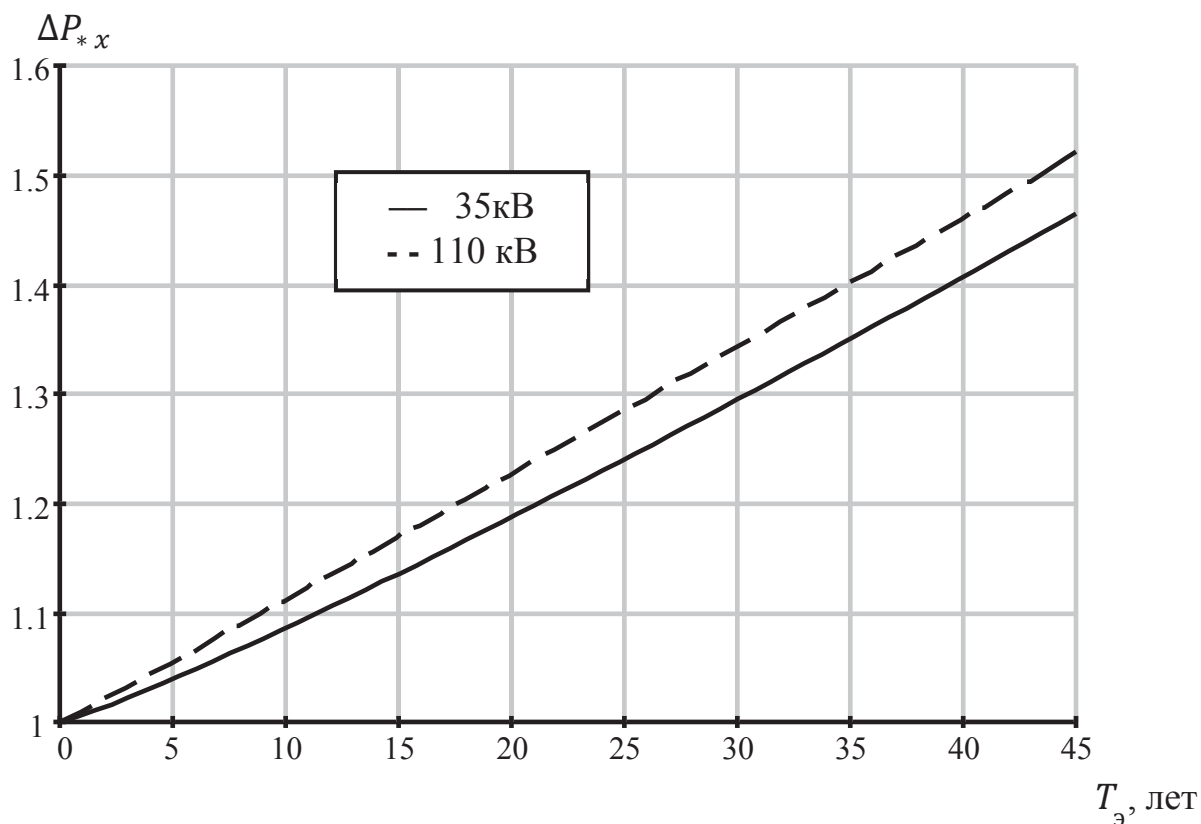


Рисунок 3.5 – Характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов 35 и 110 кВ в процессе эксплуатации

3.6 Методика уточнения расчета потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов

Учитывая влияние длительности эксплуатации силовых трансформаторов и капитального ремонта с разборкой магнитопровода на потери мощности холостого хода, а также количество силовых трансформаторов, эксплуатирующихся с превышением нормативных сроков службы и наличием капитальных ремонтов, возникает необходимость корректировки действующей методики расчета нормативных потерь, не учитывающей данных факторов.

Корректировка методики расчета потерь электроэнергии в магнитопроводе силового трансформатора заключается в том, чтобы выполнять расчет не на основе паспортных потерь мощности в магнитопроводе, а с использованием их фактических значений. Таким образом, задача повышения точности расчета потерь сводится к определению фактических потерь мощности в магнитопроводе.

Фактические потери мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов можно определить из опыта холостого хода. При наличии замеров потерь мощности холостого хода не возникнет сложности в определении потерь электроэнергии в магнитопроводе силового трансформатора. Однако, такие данные имеются не по всем силовым трансформаторам, так как основным назначением замеров потерь в магнитопроводе в процессе эксплуатации является диагностика состояния силовых трансформаторов. В связи с чем, порядка половины силовых трансформаторов имеют данные о замерах потерь мощности в магнитопроводе, а по остальным такие данные отсутствуют. Вместе с тем, не все указанные замеры могут быть использованы при расчетах потерь электроэнергии, поскольку имеют различные сроки давности их проведения. Учитывая данное положение, необходимо разработать методику, которая позволит определять фактические потери мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов с различными сроками эксплуатации.

Для определения фактических потерь мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторов их предлагается делить на следующие группы:

- 1) новые трансформаторы;
- 2) трансформаторы с актуальными результатами замеров потерь мощности в магнитопроводе;
- 3) трансформаторы с неактуальными замерами потерь;
- 4) трансформаторы без замеров потерь.

К первой группе следует отнести силовые трансформаторы со сроком эксплуатации до трех лет. Это связано с тем, что разработанные математические модели эксплуатационного изменения потерь мощности в магнитопроводе ограничиваются сроками эксплуатации от трех лет. Ко второй группе относятся силовые трансформаторы, у которых измерения потерь в магнитопроводах проводились в течение текущего года. К третьей группе следует отнести силовые трансформаторы с замерами потерь, проведенными более года назад. В четвертую группу входят трансформаторы, не охваченные замерами потерь.

С учетом приведенной классификации, фактические потери мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов, относящихся к первой группе, соответствуют паспортным потерям мощности холостого хода, в силовых трансформаторах второй группы – измеренным потерям холостого хода. Для остальных силовых трансформаторов, входящих в третью и четвертую группы, фактические потери мощности в магнитопроводах можно определить с использованием разработанных математических моделей эксплуатационного изменения потерь мощности холостого хода для силовых трансформаторов напряжением:

- 150 кВ – по формуле (3.52) или из графической зависимости, представленной на рисунке 3.3;
- 110 кВ – по формуле (3.61) или из графической зависимости – рисунок 3.5;
- 35 кВ – по формуле (3.60) или из графической зависимости – рисунок 3.5;

– 10(6) кВ – по формуле (3.55) для силовых трансформаторов без капитального ремонта с разборкой магнитопровода, и по формуле (3.58) – после капитального ремонта, или из графической зависимости – рисунок 3.4.

В случае, когда потери мощности в магнитопроводах трансформаторов, входящих в третью группу, по результатам расчета окажутся ниже измеренных значений, то в качестве фактических потерь мощности рекомендуется принимать результаты замеров.

При определении фактических потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов прошедших капитальный ремонт, их предлагается делить на две группы:

- 1) трансформаторы, имеющие данные о замерах потерь мощности в магнитопроводе после проведения ремонта;
- 2) трансформаторы, у которых результаты таких замеров отсутствуют.

Таким образом, фактические потери мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов первой группы соответствуют измеренным потерям. В силовых трансформаторах, относящихся ко второй группе, фактические потери мощности в магнитопроводе рекомендуется определять на основе разработанной математической модели послеремонтного изменения потерь с учетом срока эксплуатации (3.58) или из графической зависимости – рисунок 3.4.

3.7 Выводы по разделу 3

1. В процессе эксплуатации силовых трансформаторов наблюдается увеличение значений потерь холостого хода из-за изменения магнитных свойств электротехнической стали и за счёт ее эксплуатационного износа ("старения"). Причинами "старения" электротехнической стали являются: повышение температуры в трансформаторе в течение длительного времени, что способствует структурным изменениям в электротех-

нической стали; механические напряжения, которые оказывают влияние на совершенство кристаллографической структуры.

2. Установлена степень влияния срока эксплуатации и ремонтов магнитопроводов силовых трансформаторов на увеличение потерь холостого хода и получены аналитические зависимости динамики изменения во времени значений потерь мощности в магнитопроводах трансформаторов напряжением 150 кВ. Показано, что динамика изменения потерь мощности холостого хода силовых трансформаторов в течение эксплуатационного периода характеризуется приращением, значение которого зависит от срока их работы и конструктивных особенностей.

3. Динамика изменения потерь мощности холостого хода силовых трансформаторов в течение срока их эксплуатации характеризуется приращением, нарастающим в степенной функции от срока службы, коэффициенты которой зависят от конструктивных и режимных особенностей трансформатора, и может быть унифицирована для соответствующих классов значений первичного напряжения.

4. Разработаны принципы и методика расчета нормативных потерь энергии в силовых трансформаторах, которая, в отличие от действующей, учитывает динамику изменения магнитных свойств сердечников трансформаторов в зависимости от срока и условий эксплуатации, а также ремонты трансформаторов с разборкой магнитопроводов.

5. При выполнении расчетов потерь электроэнергии в магнитопроводах силовых трансформаторов энергосистемы, имеющих длительный срок эксплуатации, рекомендуется использовать разработанную регрессионную математическую модель изменения потерь мощности в магнитопроводе, что позволит повысить точность расчета нормативных потерь в силовых трансформаторах и определить наиболее достоверную структуру потерь в электрических сетях, лежащую в основе мероприятий по энергосбережению.

4. ВЛИЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Технические составляющие, формирующие коммерческие потери электроэнергии

Как отмечено в разделе 1, основными причинами появления коммерческих потерь электроэнергии традиционно считаются недостаточный и недостоверный учет, хищение электроэнергии, причем не только в коммунально-бытовом, но и промышленном секторе. Главным направлением снижения коммерческих потерь является совершенствование учета электроэнергии, что в современных условиях позволяет получить прямой и довольно быстрый эффект. В частности, по оценкам специалистов, только замена старых однофазных счетчиков класса 2,5 на новые класса 2,0 повышает процесс собирания средств за переданную потребителям электроэнергию на 10-20 % за счет увеличения порога чувствительности и увеличения достоверности расчетов. Таким образом, коммерческие потери электроэнергии на практике включают следующие составляющие, как потери за счет эксплуатационной недостоверности измерений ($\Delta W_{\text{ни}}$); потери обусловленные точностью измерений ($\Delta W_{\text{ти}}$); потери за счет прямых хищений ($\Delta W_{\text{пх}}$), т.е.:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{ни}} + \Delta W_{\text{ти}} + \Delta W_{\text{пх}}, \quad (4.1)$$

Повышение точности измерений и учета электрической энергии требует учета с одной стороны погрешностей, внесенных измерительными комплексами, а с другой – учета особенностей энергетических процессов в системах электроснабжения, в особенности при наличии нагрузок, которые ухудшают форму кривой напряжения, создающих колеба-

ния напряжения, и асимметрию. В общем случае точность измерения мощности и энергии, потребляемых нагрузкой в системе электроснабжения определяется не только классом точности прибора, но и погрешностями элементов структуры измерительного устройства, то есть зависит от того, на скольких применяемых устройствах учитываются характерные свойства нагрузок (нелинейность или несимметричность, резкопеременность). В большинстве случаев свойства нагрузки обнаруживаются в появлении высших гармонических составляющих напряжения и тока, которые оказывают большое влияние на работу индукционных счетчиков, вследствие чего энергия высших гармоник учитывается с большими погрешностями. Даже низшие гармоники (3-7 порядка) могут иметь погрешность до 50 %, а энергия гармоник 11-го порядка и выше практически не учитывается [14].

К недоучету выработанной электростанциями и отпущенной потребителям электроэнергии приводит в большинстве случаев погрешность средств учета. По данным энергосбыта Москвы, 33 % индукционных счетчиков уже через год работы начинают давать погрешность, которая значительно превышает их класс точности, а через два года – уже 97 % [11]. Причем, они имеют «способность» только недоучитывать потребленную энергию. Точность и достоверность коммерческого учета электроэнергии сегодня носят ярко выраженный экономический характер, т.к. это связано с финансовыми взаиморасчетами между энергоснабжающей организацией и потребителями.

Средства учета в общем случае состоят из обобщенного измерительного комплекса, состоящего из измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, счетчиков (систем учета) электроэнергии, линии связи от измерительных трансформатора до счетчиков. Для оценки погрешности измерения электроэнергии необходимо знать не только метрологические характеристики электросчетчиков, но и первичных масштабных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения. Опыт эксплуатации свидетельствует о том, что измерительные трансформаторы на заводских стендах соответствуют метро-

логическим параметрам (классу точности), а в реальных условиях на месте эксплуатации оказываются вышедшими за пределы класса точности по разным причинам, в том числе и вследствие недогрузки первичной цепи, перегрузки (недогрузки) вторичной цепи. Кроме того, метрологические характеристики измерительных трансформаторов в процессе эксплуатации изменяются из-за старения и усталости магнитных материалов сердечника. Это приводит к недоучету примерно 7-10 % электроэнергии [11]. Необходимо оценить коммерческие потери электроэнергии, обусловленные погрешностями измерительных трансформаторов и влияние этих погрешностей на точность счетчиков электрической энергии, а также коммерческих потерь, обусловленных наличием зоны нечувствительности приборов учета электроэнергии.

Анализ литературных источников, схем измерения и учета реальных систем электроснабжения и экспертных оценок показал, что существующим системам измерения и учета электроэнергии присущи особенности, которые в той или иной степени влияют на значения коммерческих потерь, а именно, не соответствие нормативным требованиям значений нагрузок вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения; потери напряжения в измерительных цепях трансформаторов напряжения превышают нормативные значения; несоответствие применяемых в системах учета электроэнергии электросчетчиков, трансформаторов напряжения и тока нормативному классу точности, что в условиях значительного снижения передаваемой мощности работают с большой зоной нечувствительности или нелинейности.

Исходя из выражения (4.1) и анализа возможных погрешностей работы основных элементов систем учета электроэнергии, можно сделать вывод, что основными причинами наличия коммерческих потерь электроэнергии при ее передаче, обусловленных техническими факторами, следует считать недостаточный и недостоверный учет электроэнергии, который обусловлен:

– ненормативными условиями работы трансформаторов тока, напряжения и электросчетчиков, в том числе за счет их недогрузки или

перегрузки, несимметричных и несинусоидальных токов и напряжений, работы с ненормативным коэффициентом мощности и т.д.;

– отклонением условий эксплуатации от номинальных (например, работу зимой в неотапливаемых помещениях, с просроченным сроком эксплуатации и т.д.);

– неправильными схемами подключения и неисправными электросчетчиками, измерительными трансформаторами тока, трансформаторами напряжения.

Как было отмечено, типовый измерительный комплекс учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, счетчиков электроэнергии и соединительных проводов. В общем случае уровень возможных погрешностей работы такого измерительного комплекса определяется известным выражением [13, 15]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_0^2 + \delta_{\Phi\Sigma}^2}, \quad (4.2)$$

где $\delta_I, \delta_U, \delta_{сч}$ – относительные погрешности трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и счетчиков; $\delta_{л}$ – относительное значение потерь напряжения во вторичной цепи трансформаторов напряжения; δ_0 – относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловлена угловыми погрешностями трансформаторов тока и трансформаторов напряжения; $\delta_{\Phi\Sigma}$ – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и другими факторами от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего класса точности); 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности

трансформаторов тока – $K_{\text{ТТ}}$, трансформаторов напряжения – $K_{\text{ТН}}$, счетчиков – $K_{\text{сч}}$, коэффициентах токовой загрузки трансформаторов тока – $\beta_{\text{ТТ}}$ и сроках службы счетчиков после последней поверки – $T_{\text{пов}}$ (лет), и рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле [19]:

$$\Delta W_{\text{уч } i} = - \frac{(\Delta_{\text{ТТ } i} + \Delta_{\text{ТН } i} + \Delta_{\text{сч } i})W_i}{100}, \quad (4.3)$$

где $\Delta_{\text{ТТ } i}$, $\Delta_{\text{ТН } i}$ и $\Delta_{\text{сч } i}$ – средние погрешности измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и счетчика в i -й точке учета, %; W_i – энергия, зафиксированная счетчиком в i -й точке учета за расчетный период.

Классы точности определяют предельные значения погрешностей лишь в зонах нагрузок, близких к номинальным параметрам приборов. Погрешность любого элемента измерительного комплекса имеет конкретное значение, которое при стабильной нагрузке может лишь незначительно флуктуировать около своего среднего уровня из-за изменения параметров, отражаемых в формуле (4.2). При изменении нагрузки погрешность прибора изменяется в соответствии с его нагрузочной характеристикой, которая для конкретного прибора также не указывается в документации. Особенно сильно нагрузочные характеристики сказываются на погрешности измерения с помощью трансформаторов тока в режимах, отличающихся от номинальных. Вместе с тем общий вид нагрузочных характеристик известен из физических закономерностей, так как определяется магнитными свойствами металлов: при снижении тока токовая погрешность трансформаторов тока всегда уходит в минус, угловая погрешность трансформаторов тока всегда имеет нагрузочную характеристику обратного вида, а погрешность трансформаторов напряжения всегда уходит в минус при увеличении нагрузки вторичной обмотки [15].

В реальных условиях токовые нагрузки трансформаторов тока существенно ниже номинальных даже при максимуме нагрузки. Это в первую очередь обусловлено тем, что выбор номинальных параметров оборудования осуществляется в расчете на рост нагрузки в перспективе, а в действительности она может и уменьшиться, как это произошло в последние несколько десятилетий.

Точность и достоверность коммерческого учета электроэнергии сегодня носят ярко выраженный экономический характер, т.к. это связано с финансовыми взаиморасчетами между энергоснабжающей организацией и потребителями. Для оценки погрешности измерения количества электроэнергии необходимо знать не только метрологические характеристики электросчетчиков, но и первичных масштабных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения. До последнего времени периодическими поверками были охвачены только электросчетчики, так как с течением времени диск индукционного счетчика постепенно затормаживается вследствие износа подпятника и ухудшения смазки, что ведет к нарастающему недоучету энергии. Метрологические характеристики измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения сильно зависят от нагрузки как первичной цепи, так и вторичной.

Следовательно, можно утверждать, что одна из основных причин неточности коммерческого учета электроэнергии заключается в том, что измерительные трансформаторы тока и напряжения эксплуатируются за пределами допустимого диапазона измерений их номинальных параметров, что приводит к искажению показаний счетчиков электрической энергии. Это, в частности, может происходить:

- при изменении мощности вторичной загрузки трансформаторов напряжения, например, при замене индуктивных счетчиков на электронные, мощность потребления которых на порядок меньше, или при увеличении длины измерительных линий, приводящем к значительному увеличению мощности нагрузки;

- при изменении потребляемой мощности объектами (электропотребителями) и связанным с этим изменением значения первичного тока

трансформаторов тока, например, при значительном уменьшении или увеличении объема производства, что характерно в настоящее время;

– работа измерительных трансформаторов в режимах холостого хода и короткого замыкания.

Из изложенного следует, что коммерческий интерес представляет оценка наиболее вероятного значения суммарного недоучета электроэнергии, обусловленного всеми эксплуатируемыми в сети приборами с учетом реальных режимов их работы. Замена старых приборов на новые не может быть осуществлена повсеместно в короткие сроки. Подавляющее большинство трансформаторов тока эксплуатируется при низких коэффициентах токовой загрузки, а большинство трансформаторов напряжения – при высоких нагрузках вторичных цепей. Наиболее вероятные значения погрешностей приборов в таких режимах лежат в отрицательной области.

4.2 Исследование погрешностей при критических эксплуатационных режимах работы измерительных трансформаторов тока

Спад производства в 90-х годах привел к уменьшению нагрузок в ряде узлов энергосистемы, а также снижению потребления промышленностью, что в свою очередь вызвало возникновение отрицательной погрешности в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Причиной тому стало возникновение отрицательной погрешности у первичных датчиков тока и напряжения, в качестве которых используются трансформаторы тока и напряжения [29]. Однако в последнее время в энергетике возросли требования к точности учета изменений потребляемой мощности, особенно в сетях низкого напряжения. В связи с этим происходит повсеместная замена индуктивных счетчиков электрической энергии на электронные с более высоким классом точности. Однако на практике это часто не дает ожидаемых результатов. Точность измерений, вместо того чтобы возрасти, может значительно

ухудшаться. На данный процесс влияет значительное количество факторов, наиболее весомое значение из которых – критические эксплуатационные режимы работы измерительных трансформаторов.

Допустимые погрешности трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ нормируются в трех точках, соответствующих токовой загрузке трансформаторов тока 100 %, 20 % и 5 %. Погрешности трансформаторов тока классов точности 0,5 и 1,0 в этих точках не должны выходить за пределы, соответственно, $\pm K_{TT}$; $\pm 1,5K_{TT}$ и $\pm 3,0K_{TT}$. Это означает, что фактическая погрешность трансформаторов тока при малых нагрузках может быть в 1,5-3,5 раза больше класса точности. Для трансформаторов тока класса точности 0,2 соответствующие точки имеют уровни $\pm K_{TT}$; $\pm 1,75K_{TT}$ и $\pm 3,75K_{TT}$, то есть погрешности при пониженных токах еще больше увеличиваются по сравнению с номинальными.

Погрешности трансформаторов тока (токовая и угловая) обусловлены наличием тока намагничивания и рассчитываются по формулам [31]:

– токовая погрешность

$$f_{I_H} = \frac{F_0}{F_1} \sin(\psi + \alpha) \cdot 100\% = \frac{I_0 w_1}{I_1 w_1} \sin(\psi + \alpha) \cdot 100\% ,$$

или

$$f_{I_H} = \frac{33,8 l_m z_2^{0,6} I_{2H}^{1,2}}{\left(\frac{I_1}{I_{1H}}\right)^{0,4} f^{0,6} F_{1H}^{1,6} S_m^{0,6}} \sin(\psi + \alpha) \cdot 100\%; \quad (4.4)$$

– угловая погрешность (в радианах)

$$\delta = \frac{F_0}{F_1} \cos(\psi + \alpha) = \frac{I_0 w_1}{I_1 w_1} \cos(\psi + \alpha)$$

или

$$\delta = \frac{119332 l_m z_2^{0,6} I_{2H}^{1,2}}{\left(\frac{I_1}{I_{1H}}\right)^{0,4} f^{0,6} F_{1H}^{1,6} S_m^{0,6}} \cos(\psi + \alpha) \quad (4.5)$$

где F_1 – первичная магнитодвижущая сила трансформатора тока; F_0 – магнитодвижущая сила намагничивания трансформатора тока; I_1, I_0 – соответственно первичный ток и ток намагничивания; w_1 – число витков первичной обмотки трансформатора тока; l_m – средняя длина магнитного потока в магнитопроводе, м; z_2 – сопротивление ветви вторичного тока (полное сопротивление вторичной цепи и вторичной обмотки), Ом; f – частота переменного тока, Гц; S_m – действительное сечение магнитопровода, м²; ψ – угол потерь; α – угол сдвига фаз между вторичной ЭДС E_2 и вторичным током I_2 , град.

Основное влияние на величины погрешностей трансформаторов тока оказывают их загрузка по току и величина сопротивления вторичной цепи. В условиях снижения потребления электроэнергии промышленными предприятиями загрузка трансформаторов тока часто не превышает 5-15 %, что приводит к значительному увеличению погрешностей.

Предельные значения токовой и угловой погрешностей трансформаторов тока для измерений (по ГОСТ 7746-89) приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Предельные значения токовой и угловой погрешностей ТТ

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предельная погрешность		Вторичная нагрузка, % номинальной, при cos φ ₂ =0,8
		токовая	угловая мин	
0,2	5	±0,75	±30	25-100
	10	±0,50	±20	
	20	±0,35	±15	
	100-200	±0,20	±10	
0,5	5	±1,5	±90	
	10	±1,0	±60	
	20	±0,75	±45	
	100-200	±0,5	±30	

Анализ результатов теоретических и экспериментальных (рисунки 4.1 и 4.2) исследований погрешностей различных типов трансформаторов тока позволил сделать следующие выводы:

- в диапазоне изменения первичного тока от номинального значения от 1 до 20 % токовая погрешность имеет отрицательный знак и с увеличением первичного тока абсолютное значение токовой погрешности уменьшается;

- количество электроэнергии, отпускаемой потребителям, из-за отрицательной токовой погрешности трансформаторов тока занижено по сравнению с фактической величиной, что и является одним из факторов, влияющих на уровень коммерческих потерь.

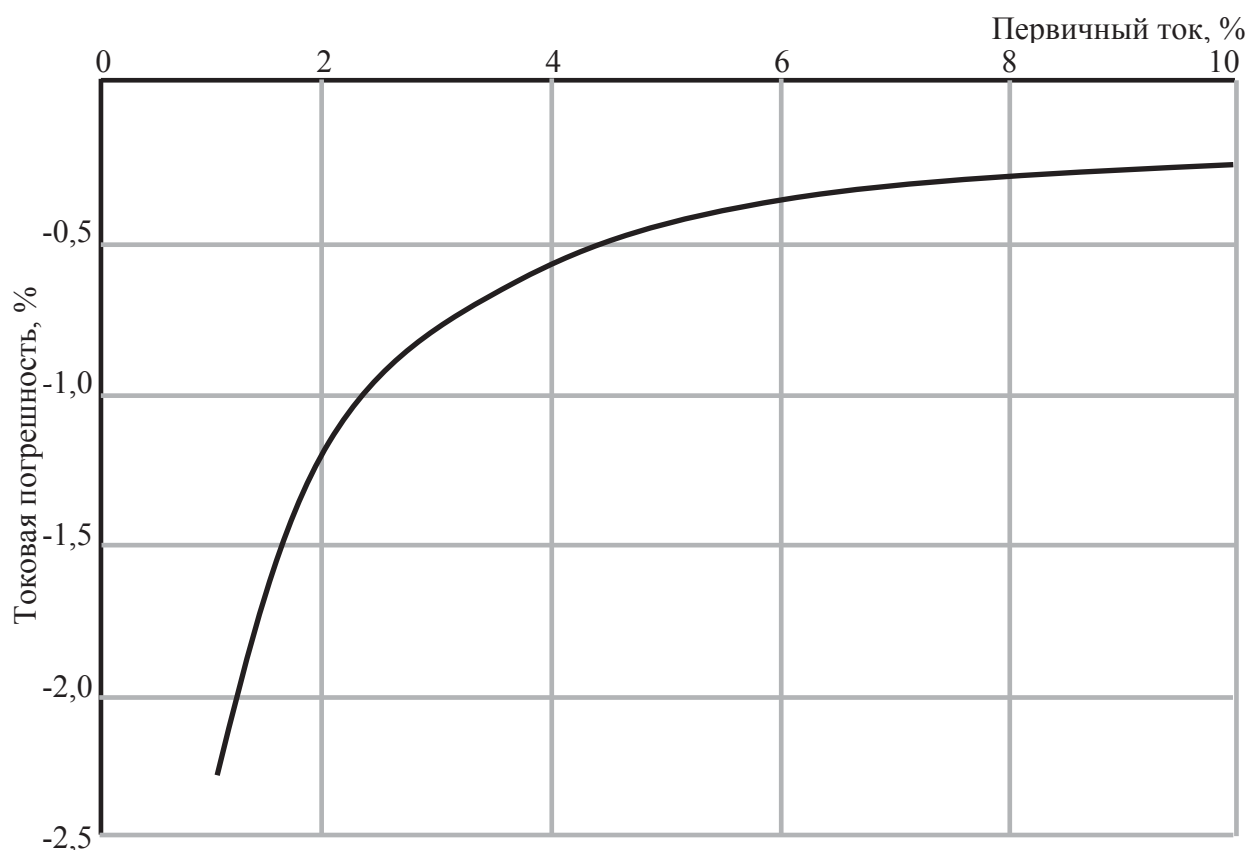


Рисунок 4.1 – Расчетная токовая погрешность ТТ типа ТПОЛ 600/5 при минимальных первичных нагрузках

Измерительные трансформаторы тока в процессе эксплуатации подвергаются воздействию многочисленных внешних факторов, которые

оказывают влияние на их метрологические характеристики. Одним из таких значащих параметров являются режим и токи короткого замыкания.

При коротком замыкании в сети ток, протекающий через первичную обмотку ТТ, характеризуется следующими особенностями:

- большая кратность тока, протекающего через первичную обмотку (ток короткого замыкания может превышать номинальный первичный ток в сотни раз);
- наличие апериодической составляющей в кривой тока;
- при отключении тока короткого замыкания ток, протекающий через ТТ отключается не в момент перехода тока через нуль.

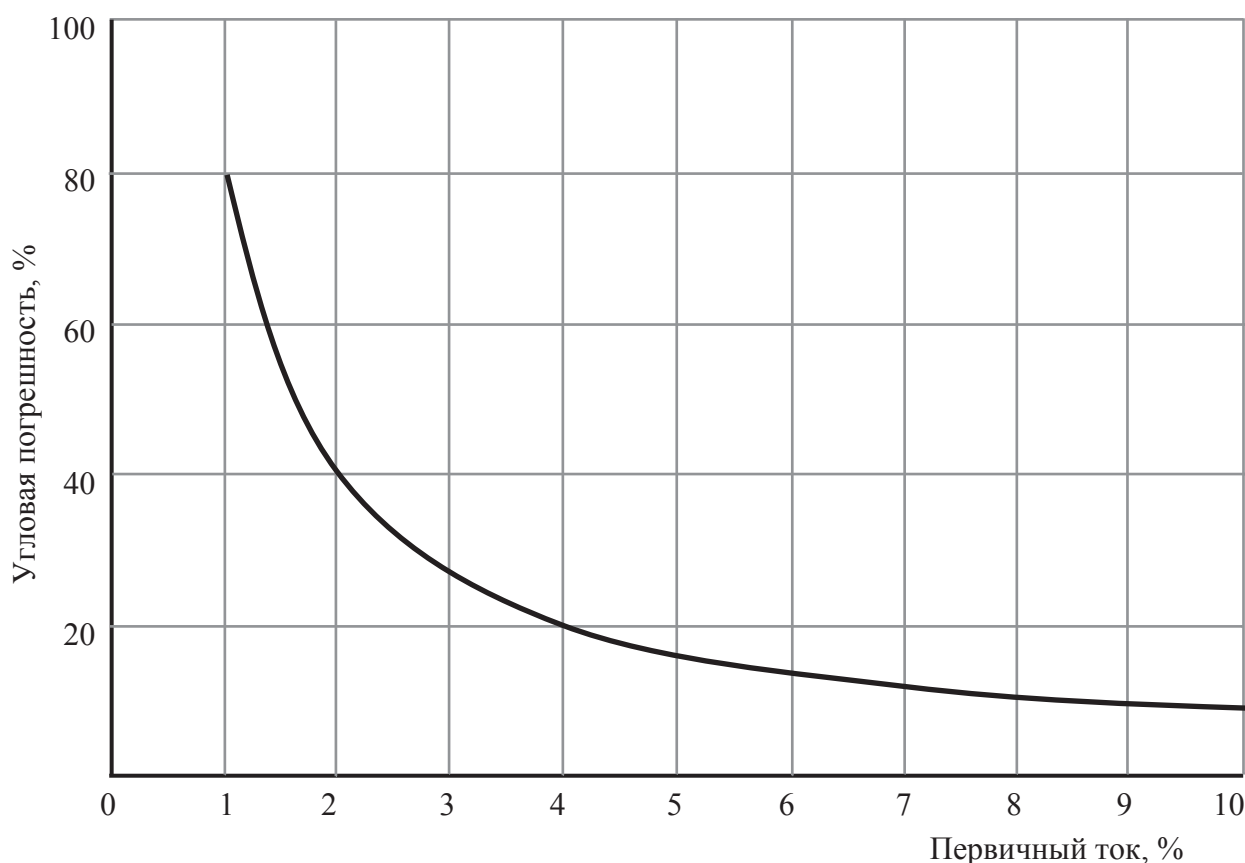


Рисунок 4.2 – Расчетная угловая погрешность ТТ типа ТПОЛ 600/5 при минимальных первичных нагрузках

Отмеченные особенности могут привести к насыщению магнитопровода трансформатора тока вплоть до максимальной индукции насы-

щения, выходу трансформатора тока из класса точности и, соответственно, к нарастанию погрешностей. После ликвидации короткого замыкания, при работе в сети переменного тока магнитопровод трансформатора тока через некоторое время размагнитится и погрешности восстановятся. Время размагничивания трансформатора тока зависит, как от внешних факторов (значение первичного тока, мощность вторичной нагрузки), так и от конструктивных особенностей (материала магнитопровода трансформатора тока, числа витков первичной обмотки и др.) [31].

Оценка результатов исследований влияния токов короткого замыкания в силовых цепях системы электроснабжения на качественные показатели работы измерительных трансформаторов тока показала, что остаточное намагничивание оказывает значительное влияние на погрешности трансформаторов тока с магнитопроводом из электротехнической стали и в состоянии намагничивания не соответствуют задекларированному классу точности [31]. На рисунке 4.3 в качестве примера представлены графические зависимости токовой погрешности трансформаторов тока в зависимости от первичного тока для случаев нормального состояния магнитопровода трансформаторов тока и намагниченного.

Из графиков видно, что при намагничивании ТТ ТОП-0,66 токовая погрешность становится большей в отрицательной области и выходит из пределов допускаемой погрешности для класса точности 0,5, причем токовая погрешность при первичных токах 10 % и менее от номинального возросла примерно в 2,5 раза. Таким образом, можно утверждать, что наибольшее влияние остаточное намагничивание от действия токов короткого замыкания оказывает на погрешности трансформаторов тока в области малых первичных токов (менее 20 % номинального).

Негативное воздействие токов короткого замыкания на метрологические характеристики трансформаторов тока продолжается до полного размагничивания магнитопровода. При работе трансформаторов тока при первичном токе 100 и 120 % номинального первичного тока и при номинальной мощности вторичной нагрузки время размагничивания составляет примерно 1 мин для трансформаторов тока ТОП-0,66. Для трансфор-

маторов тока с более массивным магнитопроводом время размагничивания увеличивается и, например, для трансформаторов тока типа ТПОЛ-10 уже составляет 30 мин. Также увеличивается время размагничивания сердечника и при уменьшении первичного тока. Так при первичном токе равном 50 % номинального первичного тока токовая погрешность доходит до первоначальной за время 30 мин для ТОП-0,66 и за 3 часа для ТПОЛ-10; при первичных токах менее 20 % номинального процесс размагничивания практически не заканчивается и за время более 8 ч [31].

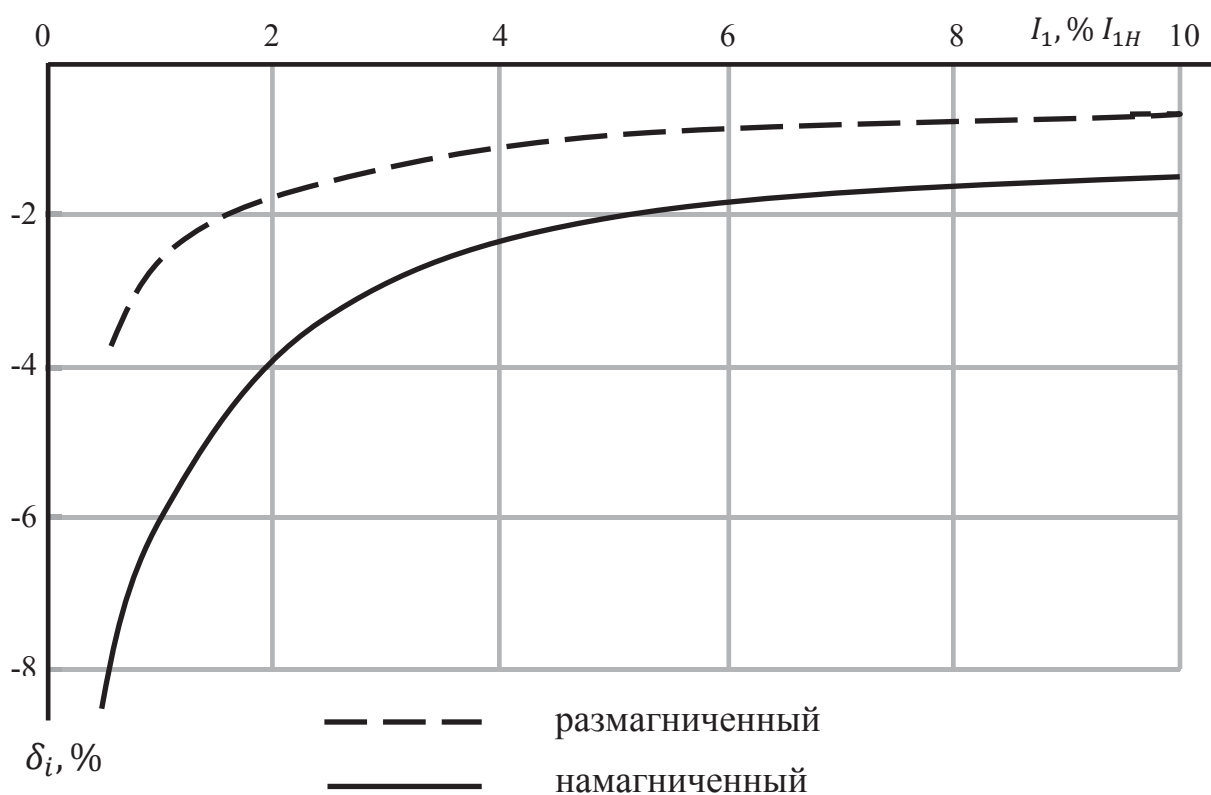


Рисунок 4.3 – Зависимость токовой погрешности ТТ ТОП-0,66-100/5 от первичного тока и остаточного намагничивания

Для исключения влияния намагничивания после протекания токов короткого замыкания рекомендуется применять трансформаторы тока соответствующих классов точности с магнитопроводами из аморфных или нанокристаллических сплавов, на погрешности которых остаточное намагничивание практически не влияет.

4.3 Исследование погрешностей при критических эксплуатационных режимах работы измерительных трансформаторов напряжения

Вторым источником погрешности учета электрической энергии является измерительный трансформатор напряжения. Согласно [4, 29] погрешность по напряжению определяется следующим образом:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{н}} + \Delta U_{\text{н.х}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta U_{\text{н}}$ – погрешность по напряжению, обусловленная током нагрузки, %; $\Delta U_{\text{н.х}}$ – погрешность по напряжению, обусловленная током холостого хода, %.

Можно с достаточной точностью выразить составляющие погрешности измерительного трансформатора напряжения следующим выражением [29]:

$$\Delta U_{\text{н}} = -100 \cdot \frac{I_2}{U_2} \cdot [(r'_1 + r_2) \cdot \cos \varphi_2 + x \cdot \sin \varphi_2] \quad (4.7)$$

и

$$\Delta U_{\text{н.х}} = -\frac{100}{U_2} \cdot (I'_a \cdot r'_1 + I'_p \cdot x'_1), \quad (4.8)$$

где U_2 – напряжение вторичной обмотки измерительного трансформатора, В; I'_a – активная составляющая тока холостого хода, приведенная к вторичной обмотке трансформатора, А; r'_1 – приведенное сопротивление первичной обмотки трансформатора, приведенное ко вторичной обмотке, Ом; I'_p – приведенная реактивная составляющая тока холостого хода, приведенная ко вторичной обмотке трансформатора, А; x'_1 – реактивное сопротивление первичной обмотки трансформатора, приведенное ко вторичной обмотке, Ом; I_2 – ток нагрузки трансформатора, А; r_2 – сопротивление вторичной обмотки трансформатора, Ом; $\cos \varphi_2$ – коэффициент мощности нагрузки измерительного трансформатора.

Угловая погрешность трансформатора напряжения определяется как

$$\delta' = \delta'_H + \delta'_{H.X}, \quad (4.9)$$

где δ'_H – угловая погрешность, обусловленная током нагрузки; $\delta'_{H.X}$ – угловая погрешность, обусловленная током холостого хода.

Составляющие угловой погрешности определяются как

$$\delta'_{H.X} = 3440 \cdot \frac{I'_p x'_1 - I'_a r'_1}{U_2}, \quad (4.10)$$

и

$$\delta'_H = 3400 \frac{I_2}{U_2} [(r'_1 + r_2) \cdot \sin \varphi_2 - x \cdot \cos \varphi_2], \quad (4.11)$$

где x – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

Результаты расчета погрешностей трансформатора напряжения показаны на рисунках 4.4 и 4.5. Основное влияние на погрешность трансформатора напряжения оказывает величина вторичной нагрузки S_2 [29].

Из графиков видно, что перегрузка измерительных трансформаторов приводит к нарастанию погрешности в отрицательной области и, соответственно, к недоучету электроэнергии. Учитывая, что измерительные трансформаторы напряжения питают, как правило, несколько измерительных приборов и существует на подстанции разветвленная сеть вторичного (измерительного) напряжения, к которой существует доступ и возможность искусственной перегрузки трансформаторов напряжения, что связано с плановым недоучетом (воровством) электроэнергии.

Мощность вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения состоит из мощности измерительного прибора плюс мощность потерь в проводах и в соответствии с нормативными требованиями должна составлять от 25 до 100 % номинальной. Только в этом случае они работают в своем классе точности. Если же нагрузка вторичной цепи выходит за пределы этого интервала, то необходима соответствующая корректировка.

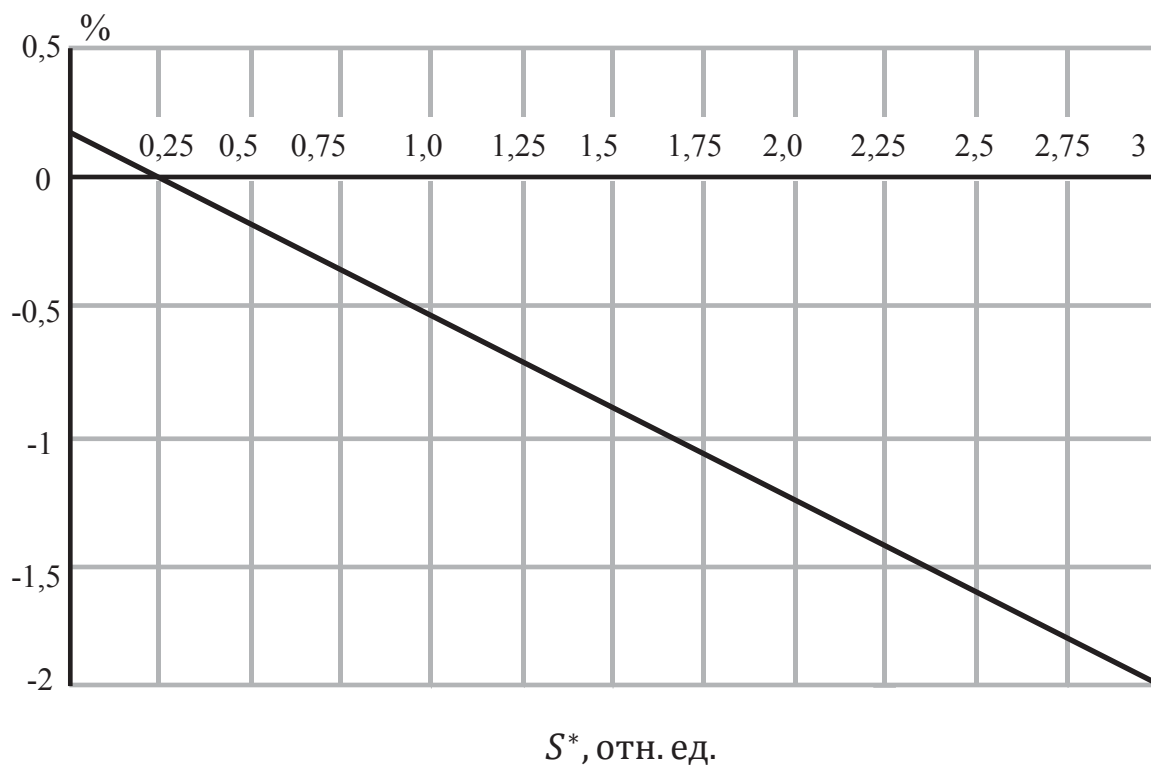


Рисунок 4.4 – Погрешность по напряжению трансформаторов напряжения в зависимости от вторичной нагрузки

На практике измерительные трансформаторы напряжения часто работают при загрузке вторичной обмотки, превышающей номинальную в несколько раз, т. е. с отрицательной погрешностью. Большую часть нагрузки трансформатора напряжения составляют измерительные приборы, подключенные к ним, в частности, электромагнитные счетчики электрической энергии. На подстанциях обычно установлены индукционные счетчики, потребляемая мощность которых находится в пределах 4 Вт. В результате заменены индукционных счетчиков на электронные, потребляемая мощность у них меньше в 2-4 раза. В этом случае коэффициент загрузки трансформатора напряжения снижается в два раза до значения 1,1 и, следовательно, снижается погрешность трансформатора напряжения с 1,15 % до 0,5 %. Снижение погрешности трансформатора напряжения приведет к повышению точности учета отпущенной потребителям электроэнергии [29].

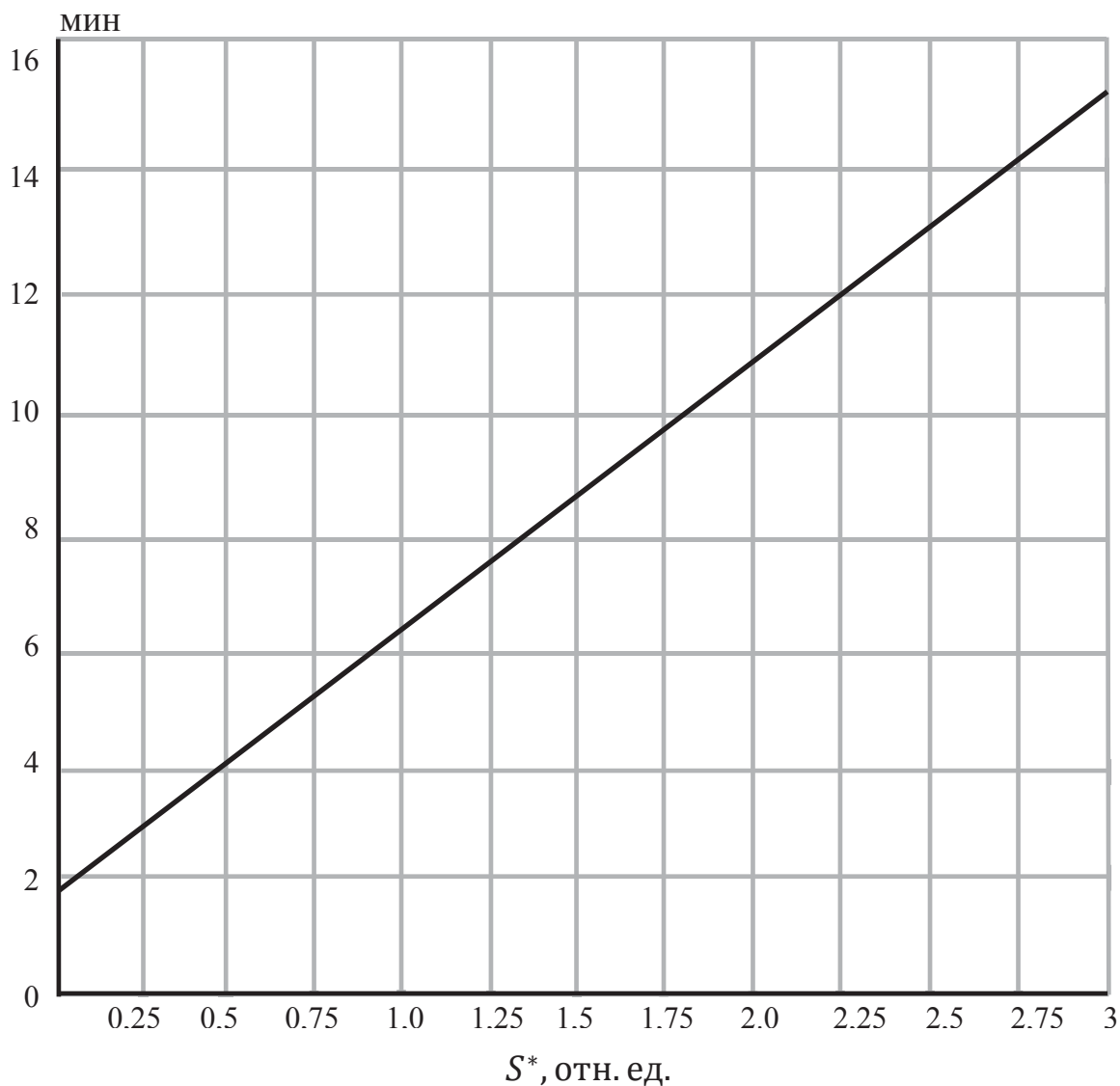


Рисунок 4.5 – Угловая погрешность трансформаторов напряжения в зависимости от вторичной нагрузки

Характер изменения погрешностей при изменении $\cos\varphi$ зависит от соотношения активных и реактивных падений напряжений в трансформаторе. При активно-индуктивной нагрузке, при уменьшении коэффициента мощности менее единицы, погрешности по напряжению первоначально становятся более отрицательными, а при дальнейшем уменьшении $\cos\varphi$ погрешности напряжения становятся более положительными. При активно-емкостной нагрузке $\sin\varphi$ отрицательный, поэтому при уменьшении коэффициента мощности вторичной нагрузки погрешности

трансформаторов напряжения по напряжения станут более положительными, а угловые – более отрицательными и также выходят за пределы допустимых значений. Следовательно, при уменьшении коэффициента мощности вторичной нагрузки, как при активно-индуктивной, так и при активно-емкостной нагрузке, угловые погрешности измерительных трансформаторов напряжения могут выходить за пределы нормируемых значений [30].

На метрологические характеристики работы измерительных трансформаторов напряжения могут также оказывать влияние исполнение измерительных трансформаторов напряжения и электромагнитные процессы в силовых цепях систем электроснабжения, непредусмотренные нормальным режимом их работы.

Применяемые в настоящее время измерительные трансформаторы напряжения делятся на заземляемые и незаземляемые. Первые трансформаторы напряжения включаются между фазами сети и бывают либо однофазными (типа НОЛ, НОМ), либо трехфазными (типа НТМК). Они имеют только одну вторичную обмотку с наивысшим классом точности 0,2 или 0,5, что вполне приемлемо для питания коммерческих счетчиков электроэнергии. При этом следует помнить, что класс точности трансформаторов напряжения гарантируется только при определенных условиях эксплуатации. В частности, фактическая нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ должна быть симметричной и находиться в пределах от 25 до 100 % от номинальной мощности. Если фактическая нагрузка меньше 25 %, что характерно для применения электронных счетчиков с малым потреблением, то ее следует искусственно увеличить. Если же она больше 100 %, то трансформаторы напряжения переходят в низший класс точности.

Заземляемые трансформаторы напряжения включаются между фазами сети и землей и также производятся в однофазном (типа ЗНОЛ) или трехфазном (типа НТМИ, НАМИ, НАМИТ) исполнении. Когда три однофазных трансформатора напряжения собираются в трехфазную группу, она становится эквивалентной одному трехфазному трансформатору напряжения. Заземляемые трехфазные трансформаторы напряжения вы-

полняют все функции незаземляемых трансформаторов напряжения плюс контроль изоляции сети. Наивысший класс точности заземляемых трансформаторов напряжения при измерении междуфазных напряжений также составляет 0,2 или 0,5 при симметричной нагрузке от 25 до 100 % от номинальной с $\cos \varphi_2 = 0,8$. Однако он не гарантируется при однофазном замыкании сети на землю. В этом отношении заземляемые трансформаторы напряжения уступают незаземляемым [17].

В электрических сетях напряжением 6–35 кВ с изолированной нейтралью происходят процессы, которые отрицательно сказываются на работе заземляемых электромагнитных трансформаторов напряжения. К этим процессам можно отнести:

- феррорезонансные перенапряжения;
- коммутационные перенапряжения;
- переходные процессы;
- смещения нейтрали;
- наличие постоянной составляющей магнитного потока в трансформаторах напряжения при автоколебательных процессах в сети.

На практике применяются различные схемные решения по подавлению отрицательных процессов, влияющих на условия работы трансформаторов напряжения в электрических сетях 6–35 кВ: заземление нейтрали обмоток высокого напряжения трансформаторов напряжения через резисторы различных значений сопротивления – от низкоомных до высокоомных; включение резисторов в разомкнутый треугольник обмоток трансформаторов напряжения, предназначенных для контроля изоляции сети; применение трансформаторов напряжения с встроенным защитным устройством и др. Однако, практически все перечисленные решения ухудшают метрологию, увеличивают погрешность измерений.

Наиболее характерным примером ухудшения метрологических характеристик трансформаторов напряжения является включение высокоомных резисторов между питающей сетью и первичными обмотками трансформаторов напряжения. Такая схема приемлема с точки зрения

защиты трансформаторов напряжения от феррорезонанса, но совершенно неприемлема с точки зрения обеспечения требуемых от трансформаторов напряжения метрологических характеристик для целей измерения и учета. Погрешности трансформаторов напряжения при такой схеме резко возрастают и трансформатор из класса точности 0,5 при номинальной мощности, соответствующей этому классу точности, переходит в класс точности 1 при сопротивлении резистора 15 кОм и в класс точности 3 при сопротивлении резистора 45 кОм, погрешности трансформаторов напряжения становятся более отрицательными, что приводит к значительному искажению показаний измерительных приборов, в том числе к недоучету электрической энергии [14].

4.4 Оценка погрешностей работы приборов учета электроэнергии

Имеющиеся в технической литературе данные о погрешностях индукционных счетчиков показывают, что по мере эксплуатации счетчиков они становятся все более отрицательными и в некоторых случаях выражаются двузначной цифрой. Даже для счетчиков, сроки службы которых не вышли за пределы нормированного межповерочного интервала. В течение каждых пяти лет после поверки погрешность индукционных счетчиков в среднем уходит в минус на величину, равную их классу точности [13].

Все изложенное позволяет оценить суммарный недоучет (метрологические потери) для сетевых компаний, эксплуатирующих сети высокого напряжения, средней величиной 0,8 %, а муниципальных компаний – 4-5 %.

Определенный недоучет электроэнергии обусловливается также наличием у индукционного счетчика порога чувствительности, представляющего собой минимальное значение тока, при котором диск счетчика начинает вращаться непрерывно. Значения нормированного порога чувствительности по току для индукционных счетчиков различных классов

приведены ниже (порог чувствительности по активной мощности вычислен при коэффициенте мощности 0,85):

<i>Класс точности счетчика</i>	<i>0,5</i>	<i>1,0</i>	<i>2,0</i>	<i>2,5</i>
<i>Порог чувствительности по току, %</i>	<i>0,3</i>	<i>0,4</i>	<i>0,45</i>	<i>1,0</i>
<i>То же, по активной мощности, %</i>	<i>0,25</i>	<i>0,34</i>	<i>0,38</i>	<i>0,85</i>

Приведенные данные показывают, что наиболее распространенный индукционный счетчик класса точности 2,5 не учитывает электроэнергию в периоды, когда ее потребление составляет менее 0,85 % номинала счетчика. Мощность, потребляемая многими бытовыми устройствами, находящимися в ждущем режиме (радиотелефоны, факсы, охранная сигнализация и т. п.), не превышает этого значения. Время, в течение которого к сети присоединены только приборы, потребляющие в сумме не более пороговой мощности, в бытовых условиях составляет не менее 12 часов в сутки (ночные часы и отсутствие хозяев в квартире в течение рабочего дня) или 360 часов в месяц. В этих условиях недоучет электроэнергии за месяц по одному абоненту в расчете на 10-амперный счетчик составит 6,7 кВт·ч [14].

Изложенное позволяет сделать вывод о том, что недоучет электроэнергии является объективным свойством системы учета, обусловленным физическими свойствами металлов, используемых при изготовлении трансформаторов тока и напряжения, и влиянием срока эксплуатации на погрешности индукционных счетчиков. Недоучет может быть уменьшен заменой приборов на новые, но не может быть сведен к нулю.

Объективность указанного свойства измерительных устройств подтверждает ситуация, часто наблюдавшаяся в практических расчетах технических потерь в фидерах 6-10 кВ с отключенными нагрузками, но находящихся под так называемым «охранным» напряжением. Расчеты же технических потерь в таких фидерах показывали, что они часто в два-три раза превышали энергию, заданную на головном участке по показаниям счетчика. Что не удивительно при исключительно малом коэффициенте загрузки трансформатора тока.

Следует отметить и преувеличенное представление об эффективности замены существующих счетчиков на счетчики более высокого класса точности. Если, например, трансформатор тока, трансформатор напряжения и счетчик имеют класс точности 0,5, то суммарная погрешность учета будет равна

$$\delta = 1,11\sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = 0,87 \text{ \%}.$$

При замене счетчика на счетчик класса 0,2 она снизится всего до

$$\delta = 1,11\sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,2^2} = 0,81 \text{ \%},$$

при этом систематические погрешности измерительных трансформаторов тока и напряжения остаются неизменными.

В практических расчетах систематическая погрешность индукционных счетчиков определена по формуле, % [15]:

$$\Delta_{\text{сч}} = -0,2 T_{\text{пов}} K_{\text{сч}}, \quad (4.12)$$

где $T_{\text{пов}}$ – срок службы счетчиков после последней поверки.

Для электронных счетчиков, в силу отсутствия в настоящее время опубликованных данных об их режимных и временных погрешностях, приходится систематическую погрешность принимать равной нулю [15].

При определении нормативного недоучета электроэнергии в сети (нормативных метрологических потерь), значение $T_{\text{пов}}$ в формуле (4.12) для конкретной точки учета не должно превышать нормативного межповерочного интервала: 8 лет для трехфазного счетчика и 16 лет для однофазного.

Метрологические характеристики приборов, установленных на входе и на выходе территориально сосредоточенного объекта, потери электроэнергии на котором имеют только техническую составляющую (подстанция, распределительное устройство электростанции), как правило, различаются незначительно, поэтому разница практически одинаковых

систематических погрешностей учета поступления и отпуска энергии близка к нулю. Аналогичная ситуация характерна и для сетей высокого напряжения (220–750 кВ), поступление и отпуск энергии в которых фиксируется системами учета приблизительно одинакового класса, работающими в приблизительно одинаковых условиях. Поэтому неучет систематических погрешностей средств измерения при определении нормативных потерь в районных (межсистемных) сетях можно считать допустимым. Однако в электрических сетях распределительных компаний, поступление энергии в которые фиксируется приборами высокого класса точности и регулярно обслуживаемыми, а отпуск энергии (преимущественно потребителям 10(6) и 0,4 кВ) – приборами гораздо более низкого класса точности, проверяемыми менее часто, неучет систематических погрешностей приводит к неправильному представлению о структуре фактических потерь. Выполненные в России исследования показали, что преимущественно отрицательные систематические погрешности характерны для всех элементов измерительных комплексов и их игнорирование не позволяет учесть объективное влияние системы учета на фактические потери [13, 14].

В мировой практике существует два основных пути повышения точности и достоверности учета количества электроэнергии:

- первый путь – технологический, основанный на правильном и технически обоснованном выборе приборов учета, обеспечении работы трансформаторов тока, напряжения и электросчетчиков в требуемом классе точности;

- второй путь – структурный, основанный на методах автоматической компенсации погрешностей, введение поправок в результаты измерений с учетом систематических погрешностей. Структурный путь требует диагностирования погрешностей и других метрологических параметров измерительных трансформаторов и электросчетчиков. Он позволяет значительно (в разы) повысить достоверность и точность измерения электроэнергии.

4.5 Выводы по разделу 4

1. Точность измерения потребляемой электроэнергии определяется не только классом точности измерительных приборов, но и погрешностями всех элементов измерительного комплекса. Основными техническими причинами формирования коммерческих потерь электроэнергии при ее передаче следует считать ненормативные условия работы измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и приборов учета электроэнергии за счет их недогрузки или перегрузки, отклонения условий эксплуатации от нормативных, нарушения схем подключения и повреждений.

2. Уменьшение нагрузок в ряде узлов энергосистемы, а также снижение потребления электроэнергии промышленностью сформировало условия работы трансформаторов тока в нелинейной части характеристики намагничивания и привело к возникновению отрицательной погрешности у подавляющего большинство трансформаторов тока и, соответственно, к коммерческому недоучету потребленной энергии.

3. На качественные показатели работы измерительных трансформаторов тока существенно влияет остаточное намагничивание измерительных трансформаторов тока с магнитопроводом из электротехнической стали от действия токов короткого замыкания при повреждениях в системе электроснабжения. Наибольшее проявление остаточного намагничивания в виде повышенных отрицательных погрешностей и времени его существования соответствует области малых первичных токов (менее 20 % номинального).

4. Перегрузка измерительных трансформаторов любым способом, а также несоответствие характера вторичной нагрузки нормативным параметрам, приводит к нарастанию погрешности в отрицательной области и, соответственно, к недоучету электроэнергии. На метрологические характеристики работы измерительных трансформаторов напряжения могут также оказывать влияние исполнение измерительных трансформаторов напряжения и электромагнитные процессы в силовых цепях систем

электроснабжения, непредусмотренные нормальным режимом их работы (например, при однофазных замыканиях в силовых сетях).

5. Недоучет электроэнергии является объективным свойством системы учета, обусловленным физическими свойствами металлов, используемых при изготовлении измерительных трансформаторов, и влиянием срока эксплуатации на погрешности счетчиков. Для повышения точности и достоверности учета электроэнергии следует использовать средства автоматической компенсации погрешностей введением поправок в результаты измерений с учетом систематических погрешностей измерительных комплексов.

5. МЕРОПРИЯТИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УМЕНЬШЕНИЯ ПОТЕРЬ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Разработка рекомендаций по уточнению расчета составляющих потерь в элементах системах электроснабжения

Как отмечалось ранее, в процессе длительной эксплуатации систем электроснабжения в условиях перехода к рыночной экономике возникают нарушения технологии передачи и распределения электроэнергии. Эти нарушения вызывают дополнительные (сверхнормативные) потери электроэнергии. В действующем в настоящее время в Украине нормативном документе ГНД 34.09.104-2003 "Методика составления структуры баланса электроэнергии в электрических сетях 0,38-154 кВ, анализа его составляющих и нормирование технологических потерь электроэнергии", который утвержден приказом № 757 Минтопэнерго Украины от 17.12.03, нормативное значение технологических потерь электроэнергии на передачу по электрическим сетям есть сумма значений технических расчетных потерь в элементах электрических сетей, нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и нормативных метрологических потерь.

В [11] отмечается, что рассчитанные с помощью указанной Методики значения нормативных потерь в электрических сетях Минтопэнерго Украины не вызывают доверия. Кроме того отмечается, что при любых возможных изменениях в энергосистеме Украины (снижение нагрузки, износ оборудования, хищения электроэнергии и т.д.), величина нормативных потерь из года в год незначительно отличается от норматива 1991 года – 22,6 млрд. кВт·ч (табл. 5.1). Авторы [11] считают, что уменьшение в квадратичной степени переменной составляющей нормативных потерь из-за снижения полезного отпуска электроэнергии компенсируется ро-

стом потерь под влиянием нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии, но в Методике ГНД 34.09.104-2003 это практически не учитывается.

Таблица 5.1

Динамика полезного отпуска и нормативных потерь электроэнергии на ее передачу в сетях 800-0,38 кВ, млрд. кВт·ч

Год	Полезный отпуск электроэнергии, млрд. кВт·ч	Нормативные потери, млрд. кВт·ч
1991	253,6	22,6
1992	227,4	22,7
1993	205,4	20,7
1994	179,2	20,3
1995	168,3	20,3
1996	164,3	20,6
1997	151,9	20,8
1998	131,0	19,7
1999	125,0	20,2
2000	124,2	21,0
2001	124,7	22,3
2002	123,4	23,4
2003	129,1	23,4
2004	135,1	22,3
2005	137,8	21,2
2006	143,4	21,1

Авторы [11] справедливо считают, что сверхнормативные потери обусловлены следующими факторами:

- случайной несимметрией токовой нагрузки фаз линий и неполнофазными режимами;
- некомпенсированными перетоками реактивной мощности;
- несанкционированным отбором электроэнергии;
- нелинейностью технологического расхода на передачу электроэнергии;
- износом оборудования (линий, трансформаторов);
- незапланированными переключениями схемы;
- недоучетом потребления электроэнергии из-за погрешностей измерительного комплекса.

Из перечисленных нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии, которые вызывают рост потери мощности (электроэнергии) и потери напряжения в элементах электрической сети, в настоящей работе выполнены исследования динамики потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередачи и силовых трансформаторов (разделы 2 и 3) в связи с их износом (старением) и выполнена оценка степени влияния погрешностей элементов систем измерения и учета электроэнергии на формирование уровня коммерческих потерь (раздел 4).

Полученные результаты дают нам основания предложить методические рекомендации по уточнению расчета нормативных потерь мощности (электроэнергии) в системах электроснабжения, динамика которых обусловлена изменением технических параметров воздушных ЛЭП и силовых трансформаторов в процессе длительной их эксплуатации. Суть разработанных методических рекомендаций заключается в следующем:

1. В соответствии с действующей Методикой для заданной системы электроснабжения определяются расчетные значения нормативных потерь мощности последовательно во всех элементах системы электроснабжения.

2. Для каждой воздушной линии исследуемой (контролируемой) системы электроснабжения в соответствии с ее параметрами определяют относительное значение активных потерь мощности $\Delta P_{*ВЛ}$.

Значение относительных потерь мощности в общем случае представляет собой отношение потерь мощности в находящейся в эксплуатации воздушной линии $\Delta P_{экс}$ с реальными физическими параметрами проводов, к потерям мощности в той же линии $\Delta P_{нач}$, но с паспортными (начальными) физическими параметрами проводов

$$\Delta P_{*ВЛ} = \frac{\Delta P_{экс}}{\Delta P_{нач}}, \quad (5.1)$$

и является функцией двух переменных: времени эксплуатации $T_{экс}$ (годы) и паспортного (начального) значения диаметра проволок d_0 проводов соответствующей воздушной линии при заданной (обоснованной) скорости коррозии

$$\Delta P_{*ВЛ} = f(T_{экс}, d_0). \quad (5.2)$$

Расчетная формула для определения значений относительных потерь мощности в воздушных линиях получена на основе учета динамики активного сопротивления проводов ЛЭП от коррозии (раздел 2) и имеет вид:

$$\Delta P_{*ВЛ} = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta d_0}{d_0} \cdot T_{экс}\right)^2}, \quad (5.3)$$

где Δd_0 – изменение диаметра проволоки провода от коррозии, рекомендуемые значения $2 \times (1,75 \dots 3,5)$ мкм/год.

Значения относительных потерь мощности в воздушных линиях могут быть определены с помощью таблицы 5.2 исходя из времени эксплуатации соответствующей воздушной ЛЭП и стандартного значения диаметра проволок (см. таблицу 2.2) фазных проводов.

Таблица 5.2

Относительные значения $\Delta P_{*ВЛ}$ активных потерь мощности в воздушных ЛЭП в зависимости от срока эксплуатации и диаметра проволок проводов марок А для $\Delta d_0 = 2 \times (1,75 \dots 3,5)$ мкм/год

d_0 , мм	$T_{экс}$, лет									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1,70	1.021- 1.042	1.042- 1.088	1.065- 1.136	1.088- 1.188	1.111- 1.243	1.136- 1.302	1.161- 1.365	1.188- 1.433	1.215- 1.507	1.243- 1.586
2,13	1.017- 1.034	1.034- 1.069	1.051- 1.106	1.069- 1.146	1.088- 1.187	1.106- 1.231	1.126- 1.277	1.146- 1.326	1.166- 1.377	1.187- 1.432
2,50	1.014- 1.029	1.029- 1.058	1.043- 1.090	1.058- 1.122	1.074- 1.156	1.090- 1.192	1.106- 1.229	1.122- 1.268	1.139- 1.309	1.156- 1.352
2,80	1.013- 1.025	1.025- 1.052	1.039- 1.079	1.052- 1.108	1.066- 1.138	1.079- 1.169	1.094- 1.201	1.108- 1.235	1.123- 1.270	1.138- 1.306
3,00	1.012- 1.024	1.024- 1.048	1.036- 1.074	1.048- 1.100	1.061- 1.128	1.074- 1.156	1.087- 1.186	1.100- 1.216	1.114- 1.248	1.128- 1.282
3,15	1.011- 1.023	1.023- 1.046	1.034- 1.070	1.046- 1.095	1.058- 1.121	1.070- 1.148	1.083- 1.176	1.095- 1.205	1.108- 1.235	1.121- 1.266
3,50	1.010- 1.020	1.020- 1.041	1.031- 1.063	1.041- 1.085	1.052- 1.108	1.063- 1.132	1.074- 1.156	1.085- 1.181	1.096- 1.208	1.108- 1.235
3,55	1.010- 1.020	1.020- 1.041	1.030- 1.062	1.041- 1.084	1.051- 1.106	1.062- 1.130	1.073- 1.154	1.084- 1.179	1.095- 1.204	1.106- 1.231
4,00	1.009- 1.018	1.018- 1.036	1.027- 1.055	1.036- 1.074	1.045- 1.094	1.055- 1.114	1.064- 1.135	1.074- 1.156	1.084- 1.178	1.094- 1.201
4,10	1.009- 1.017	1.017- 1.035	1.026- 1.053	1.035- 1.072	1.044- 1.091	1.053- 1.111	1.063- 1.131	1.072- 1.152	1.081- 1.173	1.091- 1.195

3. Определяется уточненное значение суммарных потерь мощности в воздушных линиях электропередачи системы электроснабжения

$$\Delta P_{\Sigma ВЛ} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{экс} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВЛ_i} \cdot \Delta P_{*ВЛ_i} \quad (5.4)$$

4. Для всех силовых трансформаторов определяют уточненные значения потерь холостого хода с учетом срока их эксплуатации в общем виде может быть выражено формулой

$$\Delta P'_{x.i} = \Delta P_{x.пасп.i} + dP_{x.i}, \quad (5.5)$$

где $dP_{x.i}$ – приращение потерь холостого хода силовых трансформаторов обусловленное "старением" магнитопровода, которое зависит от срока эксплуатации, конструктивных и режимных особенностей трансформатора (раздел 3).

Для определения значений приращения потерь холостого хода в зависимости от срока эксплуатации для трансформаторов различных классов напряжений следует пользоваться следующими формулами:

– для напряжения 150 кВ

$$dP_{x.150.i} = \Delta P_{x.пасп.i} \cdot 5,55 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{0,49}}{100}, \quad (5.6)$$

– для напряжения 110 кВ

$$dP_{x.110.i} = \Delta P_{x.пасп.i} \cdot 1,07 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,02}}{100}, \quad (5.7)$$

– для напряжения 35 кВ

$$dP_{x.35.i} = \Delta P_{x.пасп.i} \cdot 0,66 \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,12}}{100}, \quad (5.8)$$

– для напряжения 10(6) кВ

$$dP_{x.10(6).i} = \Delta P_{x.пасп.i} \cdot \frac{T_{\text{э}i}^{1,0935} - 25,32}{100}. \quad (5.9)$$

Для силовых трансформаторов прошедших капитальный ремонт с разбором магнитопровода, определяют дополнительные приращения потерь холостого хода в соответствии с выражением

$$\delta P''_{x.j} = \Delta P_{x.пасп.j} (0,8 \dots 0,85) \cdot S_{\text{тн}.j}^{-0,19}, \quad (5.10)$$

где $S_{\text{тн}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

5. Определяется уточненное значение суммарных потерь холостого хода находящихся в эксплуатации силовых трансформаторов исследуемой (контролируемой) системы электроснабжения с учетом времени их эксплуатации и возможных ремонтов по выражению

$$\Delta P_{x.\Sigma} = \Delta P'_{x.\Sigma} + \delta P''_{x.\Sigma} \quad (5.11)$$

5.2 Разработка организационных и технических рекомендаций по уменьшению потерь

Согласно классификации действия, продолжительностью более одного года, направленные на глубокое изменение параметров, элементов и схем сетей, отнесены к группе мероприятий по управлению развитием сетей. Мероприятия продолжительностью до одного года отнесены к группе мероприятий по управлению режимами работы сетей. Эти мероприятия выполняет персонал энергосистем в процессе текущей эксплуатации сетей.

Наиболее распространенным направлением экономии электроэнергии является снижение потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения: в силовых трансформаторах всех ступеней напряжения, в линиях электрической сети, в реакторах, в компенсирующих установках реактивной мощности. Большие разносторонние возможности экономии электроэнергии реализуются мероприятиями, которые можно подразделить на конструктивные и эксплуатационные.

К конструктивным мероприятиям относятся: усиление сети путем введения новых цепей электропитания, замена нескольких трансформаторов более мощными, замена ранее выбранных проводов линий проводами большего сечения, установка устройств компенсации реактивной мощности (КУ) возле электроприемников для разгрузки сети от реактивной мощности и для повышения уровней напряжения, перевод сетей на следующие степени номинального напряжения: 380 на 660 В, 6 на 10 кВ, 10 на 20 кВ.

Эксплуатационные мероприятия по снижению потерь, как мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, должны осуществляться в первую очередь. В заводских сетях для экономии электроэнергии в процессе их эксплуатации необходимо обеспечивать равномерность загрузки обеих цепей питающей сети (трансформаторов и линий внешнего электроснабжения) своевременным перераспределением нагрузки между секциями, своевременное отключение мало загруженных трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций для уменьшения потерь в стали, максимально возможное повышение уровня эксплуатационного напряжения (кроме осветительной нагрузки) правильной установкой ответвлений трансформаторов с переключением без напряжения (ПБВ) и рациональным использованием регулирования под напряжением (РПН) главных трансформаторов ГПП, устранение различия напряжения на секциях распределительной сети, своевременное включение и отключение КУ, правильную организацию учета расхода электроэнергии.

Важным мероприятием по экономии потерь в системах электроснабжения является своевременное отключение в резерв трансформаторов подстанций при снижении их нагрузки и включение при росте нагрузки. Для устранения потерь холостого хода незагруженных цеховых трансформаторов их отключают, а питание нагрузок осуществляется по перемычкам (резервным связям) низкого напряжения включенных в работу трансформаторов. С той же целью предусматриваются ограничения времени холостого хода печных и сварочных трансформаторов отключением их в периоды разгрузки. Благодаря этому одновременно снижаются потери в питающих сетях среднего и высокого напряжений вследствие их разгрузки от реактивной мощности, расходуемой на намагничивание трансформаторов.

Трансформаторы трансформаторных подстанций обычно связаны попарно через перемычки и секционные автоматические выключатели, что предполагает их эксплуатацию в экономическом режиме. Этот режим определяет количество одновременно включенных трансформаторов при

условии минимальных потерь электроэнергии, что возможно в том случае, когда нагрузка на подстанции может быть обеспечена работой не всех, а только части трансформаторов. При этом уменьшаются условно-постоянные потери в трансформаторах (потери в стали), но возрастают потери от нагрузки (потери в меди). Определим, при какой нагрузке целесообразно оставлять в работе один трансформатор, а второй отключить в резерв. Потери активной мощности в одном трансформаторе равны:

$$\Delta P = \Delta P_c + \Delta P_{\text{м.ном}} \frac{I_p^2}{I_{\text{ном}}^2}, \quad (5.12)$$

где ΔP_c – потери в стали (потери холостого хода) трансформатора; $P_{\text{м.ном}}$ – потери в меди трансформатора при номинальном токе $I_{\text{ном}}$; I_p – расчетная нагрузка.

Тогда при суммарном токе n трансформаторов (рассмотрим общий случай, в том числе и при $n = 2$) потери в одинаковых включенных трансформаторах

$$\Delta P = n\Delta P_c + n\Delta P_{\text{м.ном}} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{nI_{\text{ном}}} \right)^2 = n\Delta P_c + \frac{\Delta P_{\text{м.ном}}}{n} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{I_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (5.13)$$

де $I_{p\Sigma}$ – суммарный ток в n трансформаторах.

При отключении одного трансформатора, т. е. при $(n - 1)$ включенных трансформаторах, потери составляют

$$\Delta P_{n-1} = (n - 1)\Delta P_c + \frac{\Delta P_{\text{м.ном}}}{n - 1} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{I_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (5.14)$$

Следовательно, при отключении одного трансформатора, хотя ток $I_{p\Sigma}$ и не изменился, произошло изменение потерь, равное:

$$\Delta P_n - \Delta P_{n-1} = \Delta P_c - \frac{\Delta P_{\text{м.ном}}}{n-1} n \left(\frac{I_{\text{р}\Sigma}}{n I_{\text{ном}}} \right)^2 = \Delta P_c - \frac{n}{n-1} \Delta P_{\text{м.ном}} \beta^2, \quad (5.15)$$

где $\beta = I_{\text{р}\Sigma}/I_{\text{ном}}$ – коэффициент загрузки n включенных трансформаторов.

Отключение одного трансформатора в соответствии с (5.15) выгодно, если

$$\beta < \sqrt{\frac{n-1}{n} \cdot \frac{\Delta P_c}{\Delta P_{\text{м.ном}}}}. \quad (5.16)$$

По паспортным данным, пользуясь выражением (5.16), легко определить нагрузку, при которой следует изменить число включенных трансформаторов. При $n = 2$ при соотношении $\Delta P_c/\Delta P_{\text{м.ном}} = 1/3$ для цеховых трансформаторных подстанций выгодно отключить один трансформатор из двух в резерв при $\beta \leq 0,4$, т. е. при $I < 40 \% n I_{\text{ном}}$.

Также важным мероприятием по экономии потерь в системах электроснабжения является повышение рабочего напряжения. Для определения экономической целесообразности перевода сети на более высокое напряжение необходимо, чтобы приведенные затраты были меньше, чем для других мероприятий уменьшения потерь энергии. Если другие варианты не рассматривают, то срок окупаемости капитальных вложений на перевод сети на более высокое напряжение должен составлять не меньше нормативного.

Для силового трансформатора общие потери мощности короткого замыкания зависят от его номинальной мощности и не зависят от напряжения. Потери мощности холостого хода трансформатора зависят от номинальной мощности и почти не зависят от нагрузки. Поэтому повышение вторичного напряжения силового трансформатора с соответствующей его заменой без изменения номинальной мощности практически не приведет к изменению потерь холостого хода трансформатора и, как показано в разделе 3, возможно некоторое снижение общих потерь за счет электромагнитных потерь во вторичной обмотке трансформатора

$$\Delta P_{e2} = 3I_2^2 \cdot r_2,$$

при этом надо учитывать, что повышение вторичного напряжения обеспечивает снижение тока нагрузки I_2 , но также возрастает активное сопротивление вторичной обмотки трансформатора r_2 .

Рассмотрим, как изменяются потери электрической энергии в линиях при переводе их на высшее напряжение. В общем случае потери мощности в проводах линии определяют по известной формуле:

$$\Delta P = I^2 R = \left(\frac{S}{U_H} \right)^2 R, \quad (5.17)$$

где I – полный ток в линии электропередачи; U_H – номинальное напряжение в сети; S – полная мощность; R – активное сопротивление провода одной фазы линии электропередачи.

Если действующая линия имеет напряжение U_{1H} – и ее переводят на напряжение U_{2H} , то отношение между потерями электрической энергии определяют как:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \left(\frac{U_{2H}}{U_{1H}} \right)^2. \quad (5.18)$$

При переводе линий напряжением 6 кВ на 10 кВ без замены проводов потери электрической энергии уменьшатся в 2,7 раз. Если из анализа потерь электрической энергии известны потери в проводах (ΔW_{Π}), условно-постоянные (ΔW_x) и от нагрузки (ΔW_H) в трансформаторах при напряжении U_{1H} , то при переводе на напряжение U_{2H} общие потери определяют по формуле:

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\Pi} \left(\frac{U_{1H}}{U_{2H}} \right)^2 + 1,1 \cdot \Delta W_x + \Delta W_H, \quad (5.19)$$

в относительных единицах

$$\Delta W_2 = \Delta W_1 \left[\Delta W_{\Pi}^* \left(\frac{U_{1H}}{U_{2H}} \right)^2 + 1,1 \Delta W_x^* + \Delta W_H^* \right], \quad (5.20)$$

При перевождении сети напряжением 6 кВ на 10 кВ потери электрической энергии можно определить по формуле:

$$\Delta W_2 = \Delta W_1 \left[\Delta W_{\Pi}^* \left(\frac{6,3}{10} \right)^2 + 1,1 \Delta W_x^* + \Delta W_H^* \right], \quad (5.21)$$

Если принять, что потери в линии составляют 50 % общих потерь в сети, то при перевождении сети с 6 кВ на 10 кВ потери электрической энергии будут равняться:

$$\Delta W_2 = \Delta W_1 [0,5 \cdot 0,397 + 0,5] = \Delta W_1 \cdot 0,6985,$$

т. е., потери уменьшатся практически на 39 %.

Значение потерь для сети напряжением 10 кВ, переведенной с 6 кВ:

<i>Потери в сети напряжением 6 кВ, %</i>	<i>20</i>	<i>30</i>	<i>40</i>	<i>50</i>	<i>60</i>	<i>70</i>	<i>80</i>
<i>Отношение потерь в сети 10 кВ к потерям в сети 6 кВ</i>	<i>0,879</i>	<i>0,817</i>	<i>0,777</i>	<i>0,698</i>	<i>0,638</i>	<i>0,578</i>	<i>0,528</i>

Видно, что при перевождении сети с напряжения 6 кВ на 10 кВ для малозагруженных сетей потери уменьшаются на 15-20 %, а для загруженных – на 30-40 %.

При перевождении линий с напряжения 6 кВ на 10 кВ реконструкцию воздушной линии не выполняют, но при перевождении с 10 кВ на 20 кВ заменяют изоляторы, а во многих случаях увеличивают расстояние между опорой и проводом и между проводами. При перевождении сети с напряжения 10 кВ на 20 кВ необходимо выполнить большой объем работ по реконструкции подстанций и линии. Поэтому почти всегда это мероприятие малоэффективное, в то время как переводение с напряжения 6 кВ на 10 кВ почти всегда целесообразное.

Одним из важнейших мероприятий экономии электроэнергии в сетях является повышение уровня эксплуатационного напряжения до максимально допустимого уровня, в пределах до $1,05 U_n$. Повышение напряжения в сети приводит к снижению потерь мощности пропорционально квадрату напряжения в токопроводящих частях.

5.3 Разработка организационных и технических рекомендаций по уменьшению коммерческих потерь электроэнергии

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии сетями. Становится все более очевидным, что резкое обострение проблемы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях требует активного поиска новых путей ее решения, новых подходов к выбору соответствующих мероприятий, а главное, к организации работы по снижению потерь.

Как отмечалось в разделе 1, коммерческие потери условно можно разделить на три основных группы:

- потери за счет эксплуатационной недостоверности измерений электроэнергии;
- потери за счет прямых хищений;
- потери при выставлении счетов.

Из множества причин обуславливающих коммерческие потери электроэнергии следует выделить такие:

- ненормативные условия работы измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также счетчиков электроэнергии;
- подключением приемников электроэнергии в обход электросчетчиков;

- мошенничество с приборами и системами учета электроэнергии.

Таким образом, основными техническими причинами наличия коммерческих потерь традиционно считаются недостаточный и недостоверный учет, кража электроэнергии, причем не только в коммунально-бытовом, но и промышленном секторе. В условиях роста тарифов на электроэнергию появилась мотивация к применению более утонченных методов и способов кражи электроэнергии и соответственно росту объемов этих краж.

Перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и коммерческого учета электроэнергии. На сегодняшний день к первоочередным задачам развития систем учета относятся [7]:

- осуществление коммерческого учета электроэнергии на основе аттестованных методик выполнения измерений;
- периодическая поверка счетчиков индукционной системы и измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью определения их погрешности;
- последовательная замена индукционных счетчиков на электронные счетчики.

Потери от хищений электроэнергии – это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь, которая является предметом заботы энергетиков в большинстве стран мира. Термин «кража электроэнергии» применяется только в тех случаях, когда электроэнергия не учитывается или не полностью регистрируется по вине потребителя, либо когда потребитель вскрывает счетчик или нарушает систему подачи электропитания с целью снижения учитываемого счетчиком расхода потребляемой электроэнергии. В Украине хищения электроэнергии имеют достаточно четкую тенденцию к росту, особенно в регионах с неблагополучным теплоснабжением потребителей в холодные периоды года. Существуют три основных группы способов хищений электроэнергии: механические, электрические, магнитные [6, 7].

Механические способы хищений электроэнергии

Механическое вмешательство в работу (механическое вскрытие) счетчика, которое может принимать различные формы, включая:

- сверление отверстий в донной части корпуса, крышке или стекле счетчика; вставка (в отверстие) различных предметов типа пленки шириной 35 мм, иглы и т.п. для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика;
- перемещение счетчика из нормального вертикального в полу горизонтальное положение для того, чтобы снизить скорость вращения диска;
- самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов (шестерен) для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии;
- раскатывание стекла при вставке пленки, которая остановит дисковое вращение.

Обычно механическое вмешательство оставляет след на счетчике, но его трудно обнаружить, если счетчик не будет полностью очищен от пыли и грязи и осмотрен опытным специалистом. К механическому способу хищения электроэнергии можно отнести достаточно широко распространенные умышленные повреждения счетчиков электроэнергии или хищения счетчиков, установленных на лестничных клетках жилых домов. Как показал анализ, динамика умышленных разрушений и хищений счетчиков практически совпадает с наступлением холодов при недостаточном отоплении квартир. В данном случае разрушения и хищения счетчиков следует рассматривать, как своеобразную форму протеста населения против неспособности местных администраций обеспечить нормальные жилищные условия. Усугубление ситуации с теплоснабжением населения неизбежно приводит к росту коммерческих потерь электроэнергии, что уже подтверждается печальным опытом дальневосточных и некоторых сибирских энергосистем [7].

Электрические способы хищений электроэнергии

Наиболее распространенным электрическим способом хищений электроэнергии является так называемый «наброс» на выполненную голым проводом воздушную линию. Достаточно широко используются также такие способы как:

- инвертирование фазы тока нагрузки;
- применение различного типа «отмотчиков» для частичной или полной компенсации тока нагрузки с изменением ее фазы;
- шунтирование токовой цепи счетчика – установка так называемых «закоротов»;
- заземление нулевого провода нагрузки;
- нарушение чередования фазного и нулевого проводов в сети с заземленной нейтралью питающего трансформатора.

Если счетчики включаются через измерительные трансформаторы, могут применяться также:

- отключение токовых цепей ТТ;
- замена нормальных предохранителей ТН на перегоревшие и т.п.

Магнитные способы хищений электроэнергии

Применение магнитов с внешней стороны счетчика может повлиять на его рабочие характеристики. В частности, можно при использовании индукционных счетчиков старых типов с помощью магнита замедлить вращение диска. В настоящее время новые типы счетчиков производители стараются защитить от влияния магнитных полей. Поэтому этот способ хищений электроэнергии становится все более ограниченным.

Для автоматического контроля исправности средств учета электроэнергии и за счет этого своевременное автоматическое отключение потребителя, снижающее ущерб от хищений, автором разработано устройство защиты от хищений (патент Украины №79846), работающее на основе контроля учета электроэнергии (на примере индукционных счетчиков).

На рисунке 5.1 представлена функциональная схема разработанного устройства защиты от хищений электроэнергии. Схема устройства включает: 1 – оптический датчик вращения диска индукционного средства; 2 – первый счетчик прямоугольных импульсов; 3 – аналоговый умножитель сигналов тока и напряжения; 4 – генератор прямоугольных импульсов; 5 – таймер; 6 – второй счетчик прямоугольных импульсов; 7 – блок сравнения; 8 – выходной блок; 9 – коммутационный аппарат; 12 – индукционное средство учета электроэнергии; 11 – датчики тока и 10 – датчик напряжения.

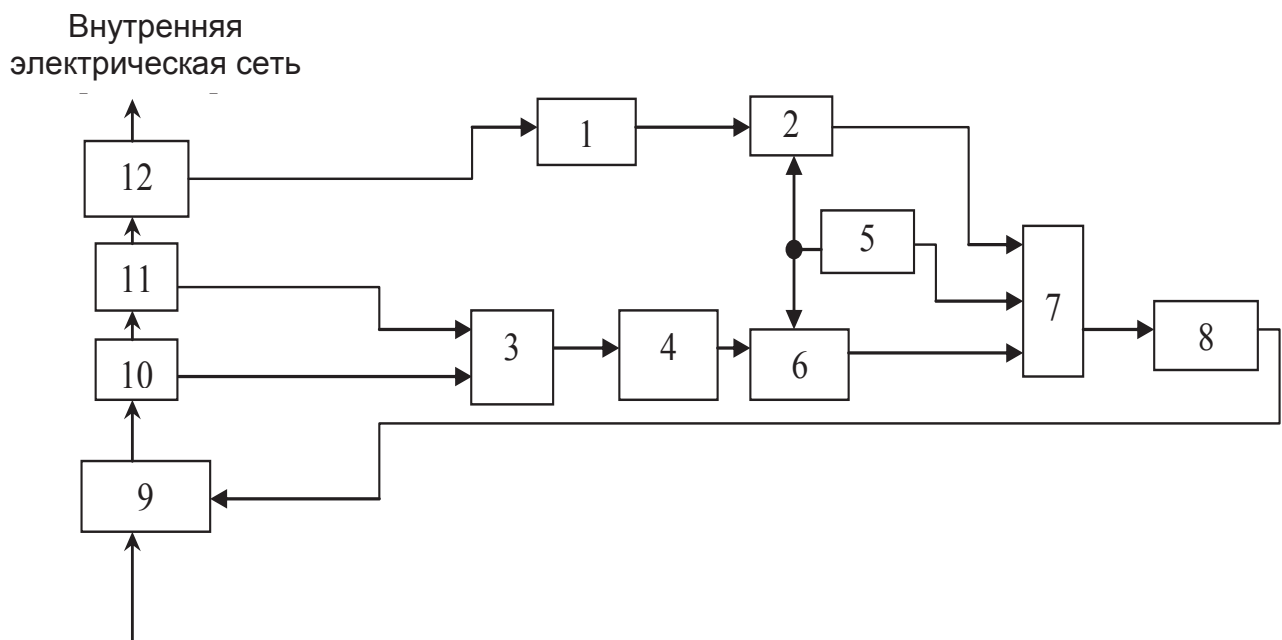


Рисунок 5.1 – Функциональная схема устройства защиты от хищений электроэнергии

Устройство работает следующим образом: при включении потребителей электроэнергии к электрической сети начинает работу (индукционный) счетчик электроэнергии 12, результатом чего является вращение диска счетчика. Оптический датчик 1 оборотов диска реагирует на вращение диска и начинает формировать прямоугольные импульсы напряжения, поступающие на вход первого счетчика прямоугольных импульсов 2, при этом частота выходных прямоугольных импульсов зависит от частоты вращения диска индукционного средства учета электроэнергии.

Сигналы с выходов тока 11 и датчика напряжения 10, в качестве которых могут использоваться измерительные трансформаторы тока и напряжения, поступают на вход аналогового умножителя 3 сигналов тока нагрузки и напряжения сети.

На выходе аналогового умножителя 3 в зависимости от значений тока и напряжения, поступающих на его входы, формируется аналоговый сигнал, линейно зависящий от произведения $I \cdot U$. Сигнал с выхода умножителя 3 поступает на вход генератора прямоугольных импульсов 4, который формирует прямоугольные импульсы с частотой следования, линейно зависящей от уровня аналогового сигнала, поступающего на его вход. Таким образом, частота прямоугольных импульсов на выходах генератора 4 и оптического датчика 1 линейно зависит от значения произведения сигналов тока нагрузки и напряжения сети. С выхода генератора 4 прямоугольные импульсы поступают на вход второго счетчика 6 прямоугольных импульсов. Блок сравнения 7 имеет два информационных входа, на которые поступает информация о состоянии счетчиков прямоугольных импульсов 2 и 6. Управление работой счетчиков прямоугольных импульсов 2 и 6, а также блоком сравнения 7 осуществляет таймер 5, который в соответствии с алгоритмом его работы формирует сигнал обнуления счетчиков 2 и 6, а через определенное время выдает сигнал «сравнение», который поступает на вход управления блока сравнения 7. При этом если состояние счетчиков 2 и 6 одинаково, происходит обнуление счетчиков 2 и 6 и цикл «счет импульсов – сравнение – обнуление» повторяется. В случае если состояние счетчиков 2 и 6 окажется различным, что может быть в случае блокировки любым способом диска индукционного средства учета электроэнергии 12 с целью несанкционированного отбора энергии или подключения, на выходе блока сравнения 7 появится сигнал, воздействующий на выходной блок 8. Появление сигнала на входе выходного блока 8 приводит к отключению коммутационного аппарата 9 и блокировке его последующего включения в течение определенного времени. По истечении времени блокировки коммутационного аппарата 9 произойдет его автоматическое включение. Разработанное устройство контроля хищений электроэнергии позволяет:

– исключить безучетное потребление электроэнергии при неисправности индукционных средств учета или умышленного вмешательства в их работу;

– обеспечить автоматический контроль индукционных средств учета электроэнергии, прекращение и восстановление подачи электроэнергии потребителю в зависимости от их исправности.

Другим распространенным способом хищения электроэнергии и наращивания объема коммерческих потерь следует считать подключение потребителей электроэнергии в обход электросчетчиков, то есть несанкционированных подключений электроприемников к энергосистеме. Для борьбы с такого рода хищениями в работе предложен разработанный при участии автора способ обнаружения несанкционированных подключений электроприемников для предотвращения хищения электроэнергии (патент Украины №24136).

Суть способа заключается в одновременном контроле величины электрического тока нагрузки в характерных точках электрической сети с последующей обработкой результатов измерений по принципу сохранения баланса токов нагрузки в электрической сети (рисунок 5.2).

Функциональная схема предлагаемого устройства представлена на рисунке 5.3. Устройство состоит из основного блока 7 и дополнительных блоков 8, которые устанавливаются на ответвлениях электрической сети. Дополнительные блоки 8 подключаются ко всем ответвлениям участка сети, который проверяется на наличие несанкционированных подключений, а основной блок – в начале контролируемого участка электрической сети со стороны источника питания.

Работа устройства осуществляется следующим образом: сигнал, пропорциональный току нагрузки, с трансформатора тока ТА основного блока 7 поступает на вход согласующего устройства 1, которое преобразует его в сигнал напряжения и подает на вход АЦП (блок 2), который формирует значение тока нагрузки в виде цифрового кода.

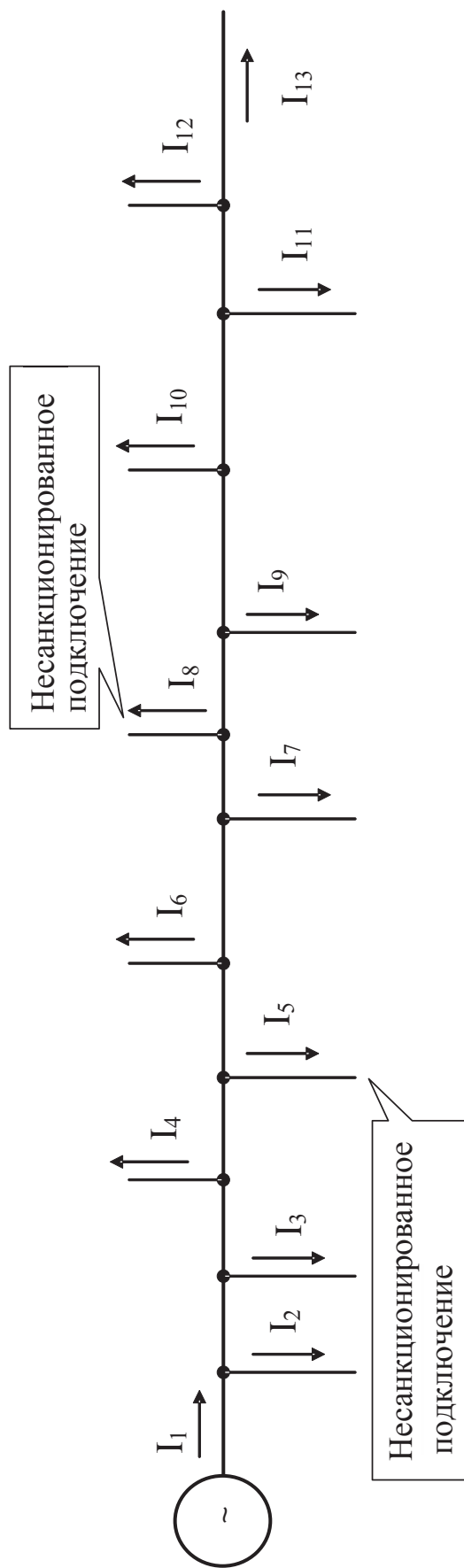


Рисунок 5.2 – Схема поясняющая способ контроля несанкционированных подключений

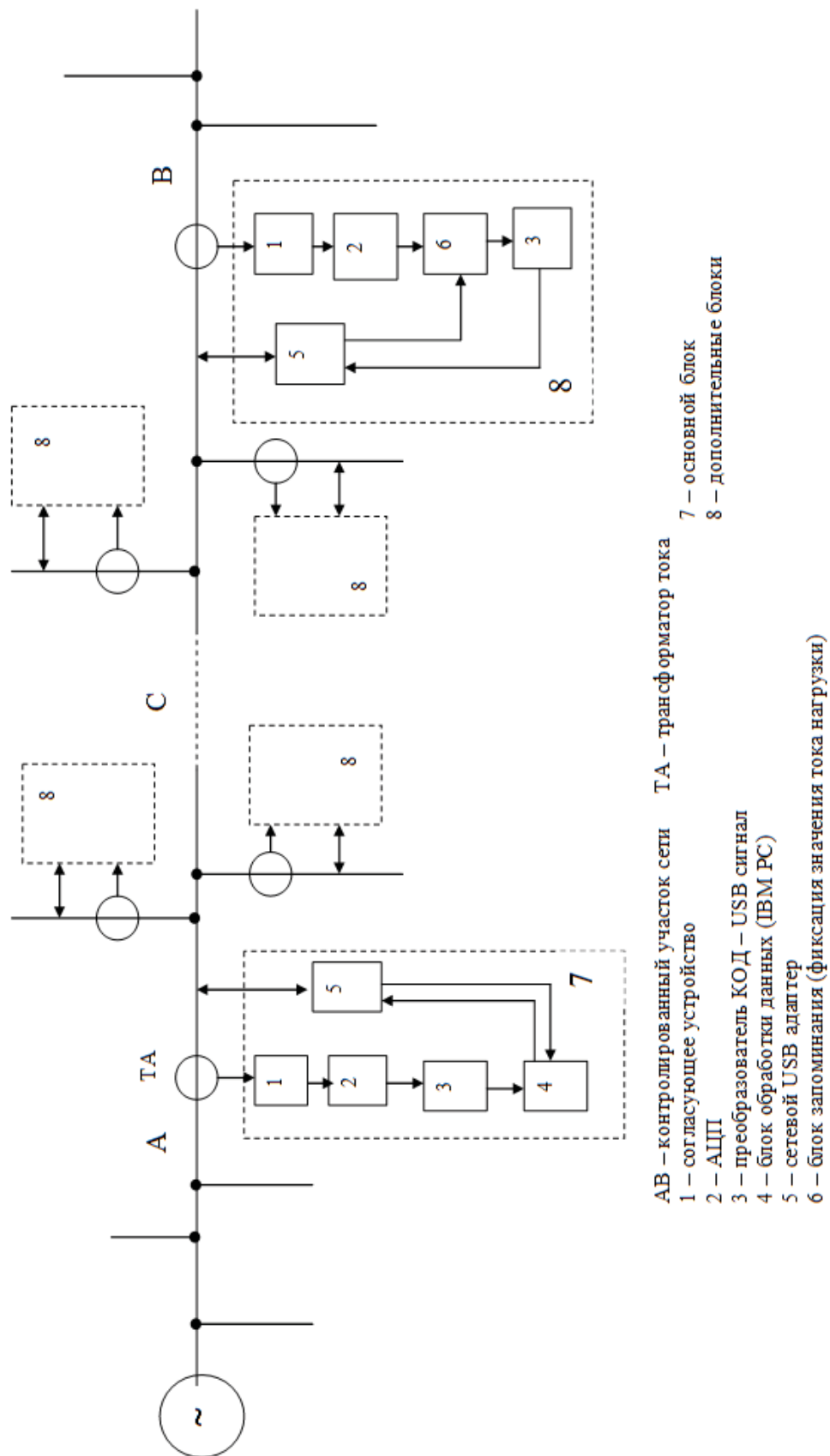


Рисунок 5.3 – Функциональная схема устройства несанкционированных подключений электроприемников

Цифровой двоичный сигнал с выхода АЦП (блок 2), поступает на вход преобразователя 3 двоичного кода в USB сигнал, с выхода которого значение тока нагрузки вводится в блок 4 обработки данных (например, ПЭВМ IBM PC). Через заданный интервал времени блок 4 обработки данных формирует стробирующий сигнал, который поступает на вход сетевого USB адаптера 5 и распространяется по электрической сети. В момент формирования стробирующего сигнала происходит также фиксация значения величины тока нагрузки в блоке 4 обработки данных. Стробирующий сигнал поступает на сетевые адаптеры 5 всех дополнительных блоков 8.

Работа дополнительных блоков 8 заключается в следующем. Сигнал, пропорциональный току нагрузки, с выхода трансформаторов тока, установленных на каждом из присоединений контролируемого участка сети, поступает на вход согласующего устройства 1, которое преобразует его в сигнал напряжения и подает на вход АЦП (блок 2), который формирует значение тока нагрузки присоединения в виде цифрового кода. Цифровой двоичный сигнал с выхода АЦП (блок 2) поступает на вход блока 6 запоминания. При получении стробирующего сигнала USB адаптером 5 дополнительного блока 8 блок запоминания 6 фиксирует значение тока в виде цифрового двоичного кода, который поступает на преобразователь 3 код-USB сигнал и через сетевой USB адаптер 5 дополнительного блока 8 по участку электрической сети ВА поступает на вход сетевого USB адаптера 5 основного блока 7. С выхода USB адаптера 5 основного блока 7 сигнал поступает на второй вход блока 4 обработки данных основного блока 7 (IBM PC), где запоминается значение тока нагрузки поступившее от данного дополнительного блока и затем от всех контролируемых присоединений, на которых установлены дополнительные блоки 8, участка АВ электрической сети.

После получения значений тока нагрузки всех контролируемых присоединений блок 4 обработки данных основного блока 7 производит расчеты для определения баланса токов нагрузки на участке сети АВ в соответствии с выражением:

$$I_A = \sum I_{\text{отв}} \quad (5.22)$$

где I_A – значение тока нагрузки на входе контролируемого участка сети АВ; $I_{\text{отв}}$ – значения токов нагрузки на всех ответвлениях электрической сети контролируемого участка АВ.

В случае соблюдения баланса токов нагрузки (5.22) делается вывод об отсутствии несанкционированных подключений на участке сети АВ. При нарушении баланса токов нагрузки необходимо установить дополнительный блок 8 в некоторой характерной точке участка электрической сети АВ (например С) и произвести аналогичные описанным выше действия на двух участках сети АС и СВ. Таким образом, последовательно сужается длина участка сети, где имеет место несанкционированные подключения потребителей электроэнергии.

Для осуществления сетевого взаимодействия дополнительных устройств 8 с основным 7 предполагается, что стробирующий сигнал дополнительные устройства 8 получают одновременно, а сигналы с выхода сетевого USB адаптера 5 дополнительных устройств 8 снимаются путем циклического опрашивания дополнительных устройств блоком обработки данных 4 основного блока 7.

5.4 Выводы по разделу 5

1. Предложена методика уточнения расчета нормативных потерь энергии в системах электроснабжения, которая учитывает динамику изменения в течение срока эксплуатации активного сопротивления фазных проводов воздушных линий электропередач и, соответственно, динамику изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП, а также эксплуатационную динамику изменения потерь холостого хода силовых трансформаторов.

2. Для определения экономической целесообразности использования разных мероприятий по снижению потерь электроэнергии необходи-

мо анализировать их величину и соотношения в разных элементах сети и показатели работы сети (максимальные силы токов, мощность, максимальные и минимальные уровни напряжения); дополнительным резервом снижения потерь электроэнергии является управления развитием и режимами работы потребителей (выравнивание графиков нагрузок, применение потребителей-регуляторов и т.п.).

3. Из множества причин обуславливающих коммерческие потери электроэнергии следует выделить ненормативные условия работы измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также счетчиков электроэнергии, подключением приемников электроэнергии в обход электросчетчиков, мошенничество с приборами и системами учета электроэнергии. Одной из главных причин наличия коммерческих потерь считают хищение электроэнергии, причем не только в коммунально-бытовом, но и промышленном секторе и в условиях роста тарифов на электроэнергию появилась мотивация к совершенствованию методов и средств хищений электроэнергии.

4. Разработанное устройство контроля хищений электроэнергии позволяет:

- исключить безучетное потребление электроэнергии при неисправности индукционных средств учета или намеренного вмешательства в их работу;

- обеспечить автоматический контроль индукционных средств учета электроэнергии, прекращение и восстановление подачи электроэнергии потребителю в зависимости от их исправности.

5. Разработана функциональная схема устройства охранной сигнализации в электрических сетях, в которой обеспечивается автоматизация системы измерения и точность определения места повреждения линии электропередач при снятом рабочем напряжении независимо от расстояния до места повреждения и за счет этого, выполнение автоматического контроля наличия провода ЛЭП и своевременное оповещение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В системах электроснабжения при транспортировке электроэнергии технические потери представляют собой сумму трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей: потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери); потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери); потерь, зависящих от погодных условий (потерь на корону). При этом только нагрузочные потери в воздушных ЛЭП и потери мощности холостого хода в магнитопроводе силовых трансформаторов при прочих равных условиях изменяются в течение срока эксплуатации.

2. На величину потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения влияет ряд технических и эксплуатационных факторов, в том числе характеристики нагрузки, состояние и уровень износа электрооборудования, срок и интенсивность его эксплуатации. Старение и износ элементов систем электроснабжения вызывают дополнительные потери электрической энергии, что особенно характерно для электрооборудования находящегося в эксплуатации продолжительный период и прошедшего капитальный ремонт.

3. Атмосферная коррозия алюминия проводов воздушных линий электропередачи приводит к уменьшению эффективного сечения проводов алюминиевой жилы провода и, соответственно, к увеличению значения продольного активного сопротивления ЛЭП и практически не оказывает на значение реактивного сопротивления линии электропередач. Установлен закон изменения продольного активного сопротивления воздушных линий, в соответствии с которым значения приращения активного сопротивления проводов зависят от продолжительности эксплуатации воздушной линии, значений стандартных диаметров проволок, формирующих провод, и степени изменения диаметра проволоки провода от коррозии за один год (скорости коррозии).

4. Для условий Украины скорость коррозии для алюминия следует принимать в диапазоне 1,75-3,5 мкм/год. При этом продольное активное сопротивление фазных алюминиевых проводов, состоящих из проволок минимального стандартного диаметра (1,7 мм) за 30 лет эксплуатации может (при максимальной скорости коррозии) увеличиться на 30 %, а за 70 лет – удвоиться (100 %). Нагрузочные потери в воздушных ЛЭП в течение срока их эксплуатации изменяются по тому же закону, что и продольные активные сопротивления.

5. Нарастание срока эксплуатации силовых трансформаторов ведет к увеличению различия между паспортными и измеренными потерями мощности в магнитопроводах. На основе статистических данных о результатах замеров потерь мощности XX разработана регрессионная математическая модель изменения потерь мощности в магнитопроводе силовых трансформаторов 150 кВ в зависимости от срока эксплуатации.

6. Установлены степень влияния срока эксплуатации и ремонта магнитопроводов силовых трансформаторов на увеличение потерь холостого хода и получены аналитические зависимости для корректировки значений потерь мощности в магнитопроводах длительно эксплуатирующихся силовых трансформаторов. Показано, что динамика изменения потерь мощности холостого хода силовых трансформаторов в течение срока их эксплуатации характеризуется приращением, значение которого зависит от срока их работы и конструктивных особенностей.

7. Разработаны принципы определения нормативных потерь энергии в воздушных ЛЭП и силовых трансформаторах, учитывающие динамику коррозионных изменений активного сопротивления фазных проводов и изменения магнитных свойств сердечников трансформаторов в зависимости от срока и условий эксплуатации.

8. В условиях роста тарифов на электроэнергию появилась мотивация к совершенствованию методов и средств хищений электроэнергии. Из множества причин обуславливающих коммерческие потери электроэнергии следует выделить ненормативные условия работы измерительных трансформаторов, а именно: работа в нелинейной части характери-

стики намагничивания в условиях снижения передачи электроэнергии, остаточное намагничивание трансформаторов, их перегрузка любым способом и несоответствие характера вторичной нагрузки нормативным параметрам, а также нарушения условий работы счетчиков электроэнергии и информационно-измерительных систем, подключение приемников электроэнергии в обход электросчетчиков, мошенничество с приборами и системами учета электроэнергии.

9. На качественные показатели измерительных трансформаторов тока и формирование отрицательной погрешности существенно влияет их работа в нелинейной части характеристики намагничивания в условиях снижения потребления и передачи электроэнергии, а также остаточное намагничивание трансформаторов тока с магнитопроводом из электротехнической стали, особенно в области малых первичных токов, от действия токов короткого замыкания при повреждениях в системе электроснабжения.

10. К нарастанию погрешности в отрицательной области работы измерительных трансформаторов напряжения и, соответственно, к недоучету электроэнергии кроме их перегрузки любым способом и несоответствия характера вторичной нагрузки нормативным параметрам, приводят также электромагнитные процессы в силовых цепях систем электроснабжения, например, однофазные замыкания в силовых сетях.

11. Разработаны организационные и технические мероприятия и рекомендации по уменьшению нагрузочных и коммерческих потерь электроэнергии и ресурсов в системах электроснабжения. Разработано устройство контроля хищений электроэнергии, которое позволяет исключить безучетное потребление электроэнергии при неисправности индукционных средств учета или намеренное вмешательство в их работу, а также обеспечить автоматический контроль индукционных средств учета электроэнергии, прекращение и возобновление подачи электроэнергии потребителю в зависимости от их исправности.

12. Практическое значение выполненных исследований заключается в оценке влияния продолжительности и условий эксплуатации основных

элементов систем электроснабжения на значения потерь электроэнергии в них при передаче и распределении электроэнергии; в разработке методики уточнения расчета нормативных потерь энергии в системах электроснабжения, которая учитывает динамику изменения потерь в зависимости от срока эксплуатации воздушных ЛЭП и силовых трансформаторов; в установлении и оценке основных технических причин формирования коммерческих потерь электроэнергии при ее передаче; в разработке организационных и технических рекомендаций по уменьшению технических и коммерческих потерь энергии при ее транспортировке; в создании технических устройств контроля несанкционированного отбора электроэнергии и охранной сигнализации обесточенных ЛЭП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимов Г.В. Основы учения о коррозии и защите металлов / Г.В. Акимов. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во лит. по черной и цв. металлургии, 1946. – 240 с.
2. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г.В. Алексеенко, А.К. Ашрятов, Е.А. Веремей, Е.С. Фрид. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1978. – 520 с.: ил.
3. Балабин А.А. Повышение достоверности расчета потерь электроэнергии в трансформаторах 10(6)/0,4 кВ / А.А. Балабин, Ю.Д. Волчков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2009. – № 4. – С. 22–23.
4. Вавин В.Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи / В.Н. Вавин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 104 с.
5. Волчков Ю.Д. Повышение достоверности расчета потерь электроэнергии в трансформаторах 35 и 110 кВ / Ю.Д. Волчков, А.А. Балабин // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2008. – № 12. – С. 41–43.
6. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий [и др.] – М.: ДиалогЭлектро, 2006. – 168 с.
7. Воротницкий В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения / В.Э. Воротницкий // Энергоэксперт. – 2007. – № 3. – С. 10–19.
8. Воскобойников Ю.Е. Математическая статистика (с примерами в excel): учеб. пособие / Ю.Е. Воскобойников, Е.И. Тимошенко; Новосиб. гос. архитектур.-строит. ун-т (Сибстрин). – 2-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск: НГА-СУ (Сибстрин), 2006. – 152 с.
9. Герасимов В.В. Коррозия алюминия и его сплавов / В.В. Герасимов. – М.: Металлургия. 1967. – 150 с.
10. Давыдов Г.И. Магнитные потери в электротехнической анизотропной трансформаторной стали: в 2 т. / Г.И. Давыдов, В.П. Кобылин // Материалы Всерос. науч.-практ. конф. «Сварка и безопасность». – Якутск, 2012. – Т. 2. – С. 241–248.
11. Дерзкий В.Г. Обоснование уровня нормативных потерь электроэнергии в распределительных сетях / В.Г. Дерзкий, В.Ф. Скиба // Энергетика и электрификация. – 2007. – № 12. – С. 4–12.
12. К вопросу уточнения расчета потерь мощности на корону в высокогорных воздушных линиях электропередачи / Л.В. Егиязарян, В.С. Сафарян, Л.О. Караханян, А.С. Арутюнян // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН. – 2010. – Т. 63, № 1. – С. 63–69.

13. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2003. – № 11. – С. 18–22.
14. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения / Ю.С. Железко, А.С. Шелепов // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 19–24.
15. Железко Ю.С. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко // Энергетик. – 2003. – № 2. – С. 29–33.
16. Заугольников В.Ф. Некоторые аспекты экономической работы силовых трансформаторов / В.Ф. Заугольников, А.А. Балабин, А.А. Савинков // Промышленная энергетика. – 2006. – № 4. – С. 10–14.
17. Зихерман М.Х. Трансформаторы напряжения для сетей 6–10 кВ. Причины повреждаемости [Электронный ресурс] / М.Х. Зихерман // Новости электротехники: информ.-справ. изд. – 2003. – № 1(25). – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/25/10.php> (дата обращения: 31.03.2014).
18. Ивченко Г.И. Введение в математическую статистику: учебник / Г.И. Ивченко, Ю.И. Медведев. – М.: Изд-во ЛКИ, 2010. – 600 с.
19. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений : (И 34-70-030-87) : утв. Минэнерго СССР 17.04.1987. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 34 с.
20. Казаджан Л.Б. Магнитные свойства электротехнических сталей и сплавов / Л.Б. Казаджан ; под ред. В.Д. Дурнева. – М.: Наука и технологии, 2000. – 224 с.
21. Казаков Ю.Б. Изменение мощности потерь XX трансформаторов распределительных сетей 6–10 кВ в процессе эксплуатации / Ю.Б. Казаков, В.В. Коротков, В.А. Чирков // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. – С.Пб.: ПЭИПК. – 2004. – Вып. 24. – С. 124–129.
22. Казаков Ю.Б. Учет изменения потерь холостого хода трансформаторов в период срока службы при расчете потерь в распределительных сетях / Ю.Б. Казаков, А.Б. Козлов, В.В. Коротков // Электротехника. – 2006. – № 5. – С. 11–16.
23. Киреева Э.А. К вопросу о старении силовых трансформаторов / Э.А. Киреева // Промышленная энергетика. – 2004. – № 2. – С. 14–16.
24. Колотило І.А. Вплив зміни властивостей електротехнічної сталі на втрати у процесі виготовлення асинхронних двигунів / І.А. Колотило, В.В. Прус // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2010. – Вип. 4(63), ч. 1. – С. 69–71.

25. Коротков А.В. Результаты измерений мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы / А.В. Коротков, В.Я. Фролов // *Электрика*. – 2011. – № 8. – С. 8–11.
26. Коррозия и защита металлов. В 2 ч. Ч. 1: Химическая коррозия металлов : учеб. пособие / Н.А. Азаренков [и др.]. – Харьков: ХНУ, 2007. – 187 с.
27. Костышена Н. Некоторые экономические аспекты применения нормативного технологического расхода электроэнергии/ Н. Костышена // *Энергетическая политика Украины*. – 2003. – № 7–8 (июль–август). – С. 80–82.
28. Кудрин Б.И. О потерях электрической энергии и мощности в электрических сетях / Б.И. Кудрин // *Электрика*. – 2003. – № 3. – С. 3–9.
29. Лоскутов А.Б. Влияние погрешности трансформаторов тока и напряжения на коммерческие потери в энергосистемах / А.Б. Лоскутов, Е.Б. Солнцев, И.В. Озеров // *Энергосбережение*. – 2004. – № 3. – С. 23–27.
30. Раскулов Р.Ф. Влияние коэффициента мощности вторичной нагрузки на погрешности измерительных трансформаторов / Р.Ф. Раскулов, А.С. Смирнов // *Метрология электрических измерений в электроэнергетике : докл. третьей науч.-практ. конф.* – М.: Изд-во НЦ ЭНАС. – 2003. – С. 1–21.
31. Раскулов Р.Ф. Погрешности трансформаторов тока. Влияние токов короткого замыкания / Р.Ф. Раскулов // *Новости электротехники*, 2005. – № 2(32). – С. 114–116.
32. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний / Б. Стогний, В. Павловский // *Энергетическая политика Украины*. – 2004. – № 5. – С. 26–31.
33. Цицорин А.Н. О потерях холостого хода силовых трансформаторов 6–10 кВ / А.Н. Цицорин // *Электрические станции*. – 2011. – № 3. – С.48–51.
34. Цицорин А.Н. О физических процессах изменения магнитных свойств электротехнической стали и росте потерь холостого хода силовых трансформаторов в процессе их эксплуатации / А.Н. Цицорин // *Электротехника: науч.-техн. журн.* – 2011. – № 3. – С. 52–57.
35. Шидловский А.К. Введение в статистическую динамику систем электроснабжения / А.К. Шидловский, Э.Г. Куренной. – К.: Наук. думка, 1984. – 273 с.
36. Smekalov V.V. Condition assessment and life time extension of power transformers / V.V. Smekalov, A.P. Dolin, N.F. Pershina. – CIGRE, session, 2002. – P. 12–102.

37. ГНД 34.09.104-2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ, 2004. – 115 с.

38. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ, 2004. – 159 с.

39. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. – Взамен ГОСТ 839-74; введ. 1981–01–01. – 22 с.

40. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. – [Чинний від 2008–04–01]. – К.: Міненерговугілля, 2011. – 61 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Введение	3
1 Структура и характеристика потерь при транспортировке электроэнергии	5
1.1 Классификация и анализ составляющих потерь электроэнергии	5
1.2 Методы расчета потерь электроэнергии	12
1.3 Технические и эксплуатационные факторы, влияющие на динамику технических потерь	17
1.4 Факторы, влияющие на уровень и динамику коммерческих потерь электроэнергии	20
1.5 Пути учета динамики потерь электроэнергии в процессе эксплуатации систем электроснабжения	24
2 Динамика параметров и технических потерь в воздушных ЛЭП в процессе эксплуатации	30
2.1 Анализ влияния параметров воздушных ЛЭП на технические потери при транспортировке электроэнергии	30
2.2 Исследование влияния коррозии алюминия на электрические параметры воздушных ЛЭП	37
2.3 Характер изменения нагрузочных потерь в воздушных ЛЭП в процессе длительной эксплуатации	44
2.4 Выводы по разделу 2	51
3 Исследование динамики технических потерь в силовых трансформаторах	53
3.1 Структура и уровни потерь в силовых трансформаторах	53
3.2 Эксплуатационная динамика изменения параметров и потерь в силовых трансформаторах	60
3.3 Разработка математической модели изменения потерь мощности в магнитопроводе силового трансформатора	68
3.4 Математическая модель эксплуатационного изменения потерь мощности в трансформаторах 150 кВ	73
3.5 Оценка изменения потерь холостого хода силовых трансформаторов в процессе эксплуатации	82
3.6 Методика уточнения расчета потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов.....	89
3.7 Выводы по разделу 3	91

4 Влияние критических эксплуатационных режимов измерительных трансформаторов на коммерческие потери электроэнергии	93
4.1 Технические составляющие, формирующие коммерческие потери электроэнергии	93
4.2 Исследование погрешностей при критических эксплуатационных режимах работы измерительных трансформаторов тока.....	99
4.3 Исследование погрешностей при критических эксплуатационных режимах работы измерительных трансформаторов напряжения.....	106
4.4 Оценка погрешностей работы приборов учета электроэнергии	112
4.5 Выводы по разделу 4.....	116
5 Мероприятия и технические средства уменьшения потерь в системах электроснабжения.....	118
5.1 Разработка рекомендаций по уточнению расчета составляющих потерь в элементах систем электроснабжения.....	118
5.2 Разработка организационных и технических рекомендаций по уменьшению потерь	124
5.3 Разработка организационных и технических рекомендаций по уменьшению коммерческих потерь электроэнергии.....	130
5.4 Выводы по разделу 5.....	140
Заключение	142
Список литературы	146

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

**Шкрабець Федір Павлович
Красовський Павло Юрійович**

**ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ДИНАМІКА ВТРАТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Монографія
(Російською мовою)

Друкується у редакційній обробці авторів.

Підписано до друку 28.04.2015. Формат 30х42/4.
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 8,1.
Обл.-вид. 8,15. Тираж 100 прим. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Державному ВНЗ "Національний гірничий університет".
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК.№ 1842.
49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19